



DISEÑO DE UN SISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA DE 42 MW, ALIMENTADO CON GAS NATURAL Y GAS LICUADO DE PETRÓLEO

Departamento de ingeniería mecánica

Proyecto Final

AUTORES:

Lora Rafael¹, Percy Andrés², Aguilar Juan³
^{1,2,3}Aspirantes al título de ingenieros mecánicos

DIRECTOR:

PhD. Corredor, Lesmes

Universidad del norte
Barranquilla-Colombia
2019

PROYECTO DE GRADO

Rafael Francisco Lora Polo

Andrés Felipe Percy

Juan David Aguilar



Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título de Ingenieros Mecánicos

Director(a):

PhD. Lesmes Corredor

Línea de Investigación:

Diseño de sistemas mecánicos y termofluidos

Fundación Universidad del Norte

Facultad de ingenierías, Departamento de Ingeniería Mecánica

Barranquilla, Colombia

2019

Resumen

De acuerdo a las peticiones de Axia Energía, se realiza el diseño de un sistema de generación eléctrica de 42 MW, el cual es alimentado por gas natural como combustible principal, y gases licuados de petróleo (GLP) como combustible de respaldo, el cual se debe encontrar almacenado en la central térmica, con suficiente capacidad para trabajar 5 días sin suministro de combustible extra, ubicado en la localidad de Santa Rosa de Lima, a las afueras de la ciudad de Cartagena, Bolívar. Se analiza las peticiones del proyecto, en donde se llega a la conclusión que el principal problema recae en el uso de GLP como combustible de respaldo para generación de potencia, teniendo en cuenta que en el país no se cuenta con experiencia para el uso de este combustible en este ámbito.

Se aborda el diseño por medio de la búsqueda de equipos de generación de potencia capaces de trabajar con GLP, identificando este como una de las problemáticas principales. Se acude a empresas como General Electric, en busca de turbinas aeroderivadas para generación de potencia, así mismo como Siemens, entre otras. Por otro lado, se recurre a empresas como MAN ENGINES, y Wärtsilä en busca de motores de combustión interna para generación de potencia.

Después del análisis de alternativas realizado, se llega a la conclusión que el uso de motores Wärtsilä es el más apropiado para la central, esto debido a su bajo consumo térmico específico (CTE), su alta flexibilidad ante cambios de potencia, y su capacidad para permitir el uso de GLP sin perder mucha capacidad. Se investiga con respecto al uso del GLP en el motor, llegando a que solo se permite el uso de GLP con un mínimo de 97% de propano, y un 3% de butano, en donde la potencia del motor pasa de 9130 kW a 7000 kW con una reducción de la eficiencia de 47% a 42% (Narayan, 2016). Teniendo en cuenta esta

consideración, se procede al cálculo de flujos de combustible, tanto de gas natural como de GLP, y el volumen de GLP almacenado.

Con respecto al almacenamiento de GLP, se utiliza la norma “*ASME Boiler and pressure vessel code*” y ASW D1.1 para el diseño de los tanques de almacenamiento. Se debe cumplir que el GLP debe encontrarse almacenado a una presión de 250 psi, y debido a la Resolución 40246 de 2016, la cual expide el reglamento técnico aplicable al recibo, almacenamiento y distribución de gas licuado de petróleo, GLP, el almacenamiento de GLP para uso propio en plantas no debe sobrepasar los 120.000 galones por tanque. Teniendo en cuenta lo anterior, se realiza el diseño detallado de tanques de almacenamiento horizontales. Se utilizarán 5 tanques para el almacenamiento del combustible, para tener una capacidad aproximada de 500.000 galones de GLP.

Por otro lado, se realiza la distribución de planta, en donde se adecua los espacios para adaptarse al requerimiento inicial de máximo 1,5 hectáreas ocupadas. Para la distribución de tanques de GLP y sus tuberías se tuvo en cuenta la norma API 2510 teniendo en cuenta que esta cuenta con factores de seguridad para almacenamiento y uso del GLP. Por otro lado, se garantizó espacios para la entrada de camiones cisterna para el llenado de los tanques. Por último, se tuvo en cuenta el requerimiento de la empresa Axia Energía S.A., en donde se deja espacio para la expansión de planta a futuro.

Por último, una vez se tienen los presupuestos del proyecto y los costos de operación y mantenimiento, se realiza un análisis económico financiero del proyecto. En este se aproxima el comportamiento de las ventas de la planta a 20 años. Esto se realiza por medio del planteamiento de escenarios, en donde inicialmente se consideran los escenarios de posibles comportamientos por año. Estos escenarios, muestran las posibles ventas anuales de acuerdo

a los fenómenos climáticos del niño, la niña, y un año de comportamiento climático normal, donde se utilizan los años de 2015-2016, 2017, 2019 respectivamente para predecir este comportamiento. Se obtienen las ventas anualizadas, por medio de la comparación de los precios de bolsa para estos años, con el costo de generación del kWh calculado de \$180,46 COP/kWh, \$161,16 COP/kWh, y de \$158,68 COP/kWh, para año normal, niño, y niña respectivamente. Contrario a estos precios, el costo de generación por medio de GLP cuenta con un precio alto de \$657,51 COP/kWh, siendo este causado por los altos precios internacionales de GLP, que se encuentran entre \$19,7 USD/MMBtu y \$28,5 USD/MMBtu.

Posterior a esto, se toman escenario optimista, conservador, y pesimista, para poder predecir el comportamiento de la planta a 20 años. De acuerdo a estos escenarios, se obtiene ganancias de \$437.016.477.069 COP, \$304.756.393.635 COP, y \$216.446.864.283 COP respectivamente. El proyecto cuenta con gran viabilidad ya que, debido a diferentes consideraciones, no se tomaron en cuenta muchos gastos adicionales, especialmente jurídicos, de licencias, entre otros, los cuales inducirían menores ganancias. Por otro lado, se consideró que el proyecto se buscaría financiación total por fuera, por lo que los gastos financieros debido a los intereses son mayores.

Como conclusión, el proyecto cuenta con gran viabilidad cuando se opera por medio de gas natural. El uso de GLP incrementa los costos de generación, así mismo reduciendo las ventas y ganancias de la central. Por otro lado, los motores Wärtsilä cuentan con la capacidad para funcionar con GLP, así garantizando la disponibilidad técnica en el mercado para el uso de GLP para generación de potencia. De este mismo modo, en el mercado internacional se encuentran industrias con gran experiencia para el almacenamiento y uso de este combustible para centrales térmicas, o para uso industrial.

Lista de contenido

RESUMEN	4
LISTA DE CONTENIDO	7
LISTA DE FIGURAS	15
LISTA DE TABLAS	18
1. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	21
2. OBJETIVOS	22
2.1. OBJETIVO GENERAL	22
2.2. OBJETIVOS ESPECÍFICOS	22
3. ESTADO DEL ARTE.....	23
3.1. CONDICIONES ATMOSFÉRICAS Y UBICACIÓN GEOGRÁFICA	23
3.2. CICLOS DE POTENCIA.....	23
3.3. TERMOELÉCTRICAS EN LA REGIÓN CARIBE	25
3.4. COMBUSTIBLE	26

3.4.1.	GAS NATURAL.....	27
3.4.2.	GLP A NIVEL MUNDIAL.....	28
3.4.2.1.	GLP EN COLOMBIA	30
3.5.	PLANTAS DE GLP	31
3.6.	NORMAS QUE APLICAN	32
3.6.1.	USO DEL GLP E INFRAESTRUCTURA	32
3.6.2.	REFERENTE A LA SEGURIDAD.....	33
3.6.3.	REFERENTE AL AMBIENTE.....	33
4.	ESTADO DE LA TÉCNICA.....	34
4.1.	EQUIPOS – OFERTA COMERCIAL.....	34
4.1.1.	MÁQUINAS PARA GENERACIÓN DE POTENCIA	35
4.1.1.1.	PRESTACIONES	38
4.2.	GASIFICACIÓN DEL GLP	39
4.2.1.	MEZCLADO DE COMBUSTIBLE	40

4.2.2.	SNG	42
5.	DEFINICIÓN DE ESPECIFICACIONES.....	43
5.1.	DESPLIEGUE DE LA FUNCIÓN DE CALIDAD (QFD)	43
5.1.1.	PRIORIZACIÓN DE ESPECIFICACIONES U OBJETIVOS	44
5.2.	LISTADO DE REFERENCIA	45
6.	DISEÑO CONCEPTUAL.....	45
6.1.	DOCUMENTACIÓN DEL PROCESO Y MÉTODO EMPLEADO.....	45
6.2.	ANÁLISIS FUNCIONAL	45
6.2.1.	CAJA NEGRA Y TRANSPARENTE.....	46
6.2.2.	DIAGRAMA MORFOLÓGICO.....	47
6.3.	ALTERNATIVAS PROPUESTAS	47
6.3.1.	ALTERNATIVA 1: MOTORES.....	47
6.3.2.	ALTERNATIVA 2: CICLO SIMPLE (2TG)	48
6.3.3.	ALTERNATIVA 3: CICLO BRYTON (1TG).....	49

6.4.	CÁLCULOS PRELIMINARES	50
6.5.	SELECCIÓN DE ALTERNATIVA MEDIANTE METODOLOGÍA AHP	54
6.5.1.	ALTERNATIVA #1.....	56
6.5.2.	ALTERNATIVA #2.....	58
6.5.3.	ALTERNATIVA #3.....	59
7.	DISEÑO BÁSICO DE LA PLANTA	60
7.1.	CARACTERÍSTICAS DEL MOTOR WÄRTSILÄ 20V34SG	60
7.2.	REDUCCIÓN DE POTENCIA DE MOTOR WÄRTSILÄ 20V34SG	61
7.2.1.	REDUCCIÓN DEBIDO A TEMPERATURA DEL AIRE Y NÚMERO DE METANO (K_{KNOCK})	61
7.2.2.	REDUCCIÓN DE POTENCIA DEBIDO AL PCI Y PRESIÓN DE ENTRADA DEL COMBUSTIBLE (K_{GAS}).....	63
7.2.3.	REDUCCIÓN DEBIDO A PRESIÓN AMBIENTAL Y TEMPERATURA DEL AIRE DE ENTRADA (K_{TC})	63
7.3.	DISEÑO, TRATAMIENTO, E INSTALACIÓN DE TUBERÍAS.	64
7.3.1.	SISTEMA DE COMBUSTIBLE	65

7.3.1.1.	SISTEMA DE ENTRADA DE GAS NATURAL.....	65
7.3.1.2.	SUBSISTEMA GLP	66
7.4.	SISTEMA DE AIRE COMPRIMIDO	68
7.4.1.	TANQUE DE AIRE COMPRIMIDO	69
7.5.	SISTEMA DE AGUA DE ENFRIAMIENTO	71
7.6.	SISTEMA DE LUBRICACIÓN.....	71
7.7.	SISTEMA DE AIRE DE COMBUSTIÓN.....	72
7.8.	PUNTOS DE OPERACIÓN RECOMENDADOS	73
7.9.	BOMBA DE LLENADO DE TANQUES DE ALMACENAMIENTO	74
7.10.	SISTEMA DE CONTROL.....	76
7.10.1.	P&ID DE LOS TANQUES DE ALMACENAMIENTO DE GLP	76
7.10.2.	P&ID DE LOS VAPORIZADORES DE GLP	77
7.10.3.	P&ID DE MOTORES	78
7.11.	DISTRIBUCIÓN DE LA PLANTA	79

8.	DISEÑO BÁSICO DE TANQUE DE ALMACENAMIENTO	83
8.1.	ANÁLISIS DIMENSIONAL.....	83
8.2.	DIMENSIONAMIENTO DE ACCESORIOS DEL TANQUE	84
8.2.1.	ENTRADA DE HOMBRE	84
8.2.2.	VÁLVULAS DE ALIVIO	86
8.2.3.	SELECCIÓN DE BRIDAS	89
8.2.4.	SELECCIÓN DE EMPAQUE	91
8.2.5.	SOPORTES.....	93
8.3.	RESULTADOS DE TANQUE.....	94
9.	DISEÑO DE DETALLE DE TANQUE DE ALMACENAMIENTO	94
9.1.	DISEÑO A FALLA ESTÁTICA DEL TANQUE	94
9.2.	DISEÑO A FATIGA DEL TANQUE	97
9.3.	DISEÑO A CARGA ESTÁTICA DE LA ENTRADA DEL HOMBRE	98
9.4.	DISEÑO CONTRA FRACTURA.....	100

9.5.	DISEÑO DE SOLDADURA	100
10.	PRESUPUESTO DEL TANQUE.....	104
11.	PROPUESTA ECONÓMICA DEL PROYECTO	105
11.1.	DESPACHO DE ENERGÍA 2018-2019.....	105
11.2.	ASPECTOS FINANCIEROS.....	106
11.3.	CARGO POR CONFIABILIDAD.....	107
11.4.	PLANTEAMIENTOS DE ESCENARIOS DE ACUERDO A EVENTOS CLIMÁTICOS....	108
11.5.	ANÁLISIS DE COSTOS	110
11.5.1.	COSTOS POR OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO (O&M)	110
11.5.2.	COSTOS POR COMBUSTIBLES	111
11.5.2.1.	COSTOS DE GENERACIÓN POR GAS NATURAL	111
11.5.2.2.	COSTOS DE GENERACIÓN POR GLP.....	114
11.6.	PROYECCIÓN DE VENTAS.....	116
11.6.1.	ESTABLECIMIENTO DE ESCENARIOS PARA PROYECCIÓN DE PROYECTO.....	119

11.6.2.	VENTAS POR ESCENARIOS	119
11.7.	ESTADO DE RESULTADOS PONDERADO	120
12.	REFERENCIAS	122
13.	ANEXOS	126

Lista de figuras

Figura 1. Producción de GLP mundial 2014 – 2015 (UPME, 2017).....	29
Figura 2. Consumo de GLP por regiones en 2015 (UPME, 2017).....	29
Figura 3. Producción de GLP en Colombia en BPD 2017-2021 (UPME, 2017)	30
Figura 4. Curva potencia máxima vs. temperatura ambiente turbinas General Electric. (Perdidas: entrada/salida 4/6 pulgadas de agua).....	37
Figura 5. Curva potencia máxima vs. temperatura ambiente vs. heat rate turbina Siemens SGT-700.	37
Figura 6. Factor de corrección de potencia vs. temperatura de entrada del compresor turbinas Hitachi H-15 y H-25.	38
Figura 7. Curva de rendimiento motor Wartsila 34DF, carga de motor vs eficiencia	38
Figura 8. Cámara de combustión DLE. Imagen tomada de GE Aeroderivative Gas Turbines - Design and Operating Features.	39
Figura 9. Sistema de mezclado de combustibles. (Jones, Goldmeer & Monetti, 2017) ..	41
Figura 10. Ejemplo de mezcla de combustibles con cambio de suministro de combustible	41
Figura 11. Esquema de proceso para mezcla de propano con aire	42
Figura 12. Caja negra con entradas y salidas.....	46
Figura 13. Caja transparente con funciones integradas	47
Figura 14, Alternativa 1: ciclo de motores	48
Figura 15. Alternativa 2: Ciclo simple.....	49
Figura 16. Alternativa 3: Ciclo Cheng	50
Figura 17. Imagen de referencia de medallas del motor W20V34SG. Tomado de (Ahngers, 2005)	61

Figura 18. Curva de factor de reducción KKNOCK. Tomado de (Haka, 2019).	62
Figura 19. Curva de factor de reducción KNOCK para número de metano de 80. Tomado de (Haka, 2019).	62
Figura 20. Curva de factor de reducción KGAS. Tomado de (Haka, 2019).....	63
Figura 21. Curva del factor de reducción KTC. Tomado de (Haka, 2019).	64
Figura 22. dimensiones para tanque de aire comprimido. Tomado de (Marine Engines, 2019).....	71
Figura 23. Dimensiones de soportes (Pressure vessel Handbook)	93
Figura 24. Clasificación de la soldadura.....	100
Figura 25. Soldadura tipo A con sus parámetros	101
Figura 26. Soldadura tipo B con sus parámetros	101
Figura 27. Comportamiento del precio de gas natural de 02/12/2018 - 11/11/2019. Tomado de ("Punto de Entrega Suministro - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia - BEC", 2019).	112
Figura 28. Distribución de precios de gas natural en transacciones en el Mamonal. Tomado de ("Punto de Entrega Suministro - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia - BEC", 2019).....	112
Figura 29. Distribución de precios de GLP en el mercado internacional (USD/litro). Tomado y modificado de ("LPG prices around the world, 18-Nov-2019 GlobalPetrolPrices.com", 2019)	115
Figura 30. Precio de bolsa para 2019 vs precio ofrecido en bolsa en época normal. Adaptado de ("Precio de bolsa y escasez", 2019).....	117
Figura 31. Comportamiento del precio de bolsa en época normal. Adaptado de ("Precio de bolsa y escasez", 2019)	117

Figura 32. Precio de bolsa durante fenómeno del niño vs precio ofrecido en bolsa de en época de niño. Adaptado de ("Transacciones del Mercado Mayorista", 2019).....	117
Figura 33. Comportamiento del precio de bolsa en época del niño. Adaptado de ("Transacciones del Mercado Mayorista", 2019).	117
Figura 34. Precio de bolsa durante fenómeno del niño vs precio ofrecido en bolsa de en época de la niña. Adaptado de ("Transacciones del Mercado Mayorista", 2019).....	118
Figura 35. Comportamiento del precio de bolsa en época de la niña. Adaptado de ("Transacciones del Mercado Mayorista", 2019).	118

Lista de tablas

Tabla 1. Parámetros operacionales de las termoeléctricas en la región Caribe	25
Tabla 2. Composición vigente del gas natural – Mamonal (Promigas).....	27
Tabla 3. Propiedades del gas natural – Mamonal (Promigas)	27
Tabla 4. Composición del GLP en Colombia 2016 (UPME, 2017)	30
Tabla 5. Límite de emisiones para centrales térmicas superior a 20MW	34
Tabla 6. Límite de emisiones para centrales térmicas con turbina de gas superior a 20MW	34
Tabla 7. Máquinas de combustión internas recomendadas por la WLPGA	35
Tabla 8. Especificaciones técnicas de máquinas de combustión interna	36
Tabla 9. Priorización de los requerimientos del cliente	44
Tabla 10. Consideraciones para los cálculos preliminares	50
Tabla 11. Capex y OPEX de alternativa 1. Recuperado de (U.S. Environmental Protection Agency, 2017)	51
Tabla 14. . CAPEX y OPEX de alternativa #2. Tomado de (Forecast International, 2010).	52
Tabla 15. CAPEX y OPEX de la alternativa #3. Recuperado de (U.S. Environmental Protection Agency, 2017).	53
Tabla 16. Ponderación por criterio	55
Tabla 17. Ponderación de las alternativas con respecto a cada criterio	56
Tabla 18. Ponderación global de cada alternativa	60
Tabla 19. Características del motor	60
Tabla 20. Dimensiones en mm y peso en toneladas de paquete de generación. Tomado de (Ahngers, 2005)	61

Tabla 21. Materiales y velocidades máximas de fluidos en tubería. Tomado de (Marine Engines, 2019).	65
Tabla 22. Especificaciones Gas Natural. Tomado de (Marine Engines, 2019).	66
Tabla 23. Características del sistema de almacenamiento de GLP	66
Tabla 24. Funcionamiento de motor Wärtsilä 20V34SG en GLP (Narayan, 2016).	67
Tabla 25. Condiciones nominales de sistema de vaporización	67
Tabla 26. Caracterización vaporizador “AQUAVAIRE™ Horizontal Gas-Fired Waterbath Vaporizer Q4400H” (Aquavaire Horizontal Waterbath Vaporizer Models: Q1650H through Q15000H, 2009)	67
Tabla 27. Calidad del aire para arranque del motor	68
Tabla 28. Dimensiones y peso aproximados por volumen de tanque. Tomado de (Marine Engines, 2019)	70
Tabla 29. Calidad de agua recomendada por (Marine Engines, 2019).	71
Tabla 30. Aceites recomendados para uso en motores Wärtsilä serie 34SG. Tomado de (Instruction Manual, 2018)	72
Tabla 31. Análisis de combustión de motor Wärtsilä 20V34SG	73
Tabla 32. Puntos de operación recomendados por (Instruction Manual, 2018)	73
Tabla 33. Parámetros de evaluación para determinar espesor del tanque	83
Tabla 34. Variables para dimensionar entrada de hombre	86
Tabla 35. Medidas recomendadas para soportes del tanque	93
Tabla 36. Valores de evaluación y resultados para la sección 9.1	96
Tabla 37. Factores de corrección para análisis de Fatiga	98
Tabla 38. Variables de evaluación y resultados para la sección 8.3	99
Tabla 39. Evaluación contra mecanismo de falla fractura	100

Tabla 40. Variables de evaluación y resultados para la sección 8.4	103
Tabla 41. Descripción de capital, intereses y amortización del proyecto.....	107
Tabla 42. Asignación de OEF 2022-2023 para Termocaribe 3. (XM,2019).	108
Tabla 43. Valores de O&M.....	110
Tabla 44. Precio de gas natural de acuerdo a fenómeno climático.....	112
Tabla 45. Costos de generación por kWh (COP/kWh).....	114
Tabla 46. Precio de kWh ofrecido a la bolsa energética de acuerdo al fenómeno climático.	114
Tabla 47. Resumen de precios internacionales de GLP en USD/litro y USD/MMBtu.	115
Tabla 48. Precio de GLP utilizado para cálculo unitario.	116
Tabla 49. Resumen de costo unitario para generación por GLP.	116
Tabla 50. Ventas de acuerdo a la época, usando gas natural.	118
Tabla 51. Años de participación de acuerdo a los escenarios proyectados.	119
Tabla 52. Ventas en escenario optimista.	119
Tabla 53. Ventas en escenario conservador.....	119
Tabla 54. Ventas en escenario pesimista.	120
Tabla 55. Estado de resultados ponderado para escenario optimista.....	120
Tabla 56. Estado de resultados ponderado para escenario conservador.	120
Tabla 57. Estado de resultados ponderado para escenario pesimista.....	120

1. Planteamiento del problema

Para el año 2018, XM, operador del Sistema Interconectado Nacional (SIN) y administrador del mercado de energía mayorista de Colombia, reporta el mayor incremento de la demanda energética del país en la región caribe, sus condiciones diferentes a las otras regiones del país la hacen ser la de mayor participación en la generación térmica.

AXIA ENERGÍA, es una empresa participante en el mercado energético de la región, en el año 2018, entró en operación la planta de Termonorte en la ciudad de Santa Marta para cubrir la demanda de los departamentos del Magdalena y Cesar, y en busca de expandir su oferta, propone una nueva planta en la región de Santa Rosa de Bolívar a base de gas natural y como combustible de respaldo gas licuado de petróleo, o GLP, esta nueva planta debe ser construida en un predio no mayor a 2 hectáreas, con capacidad de almacenar GLP que brinde una autonomía de 5 días en caso de falla en el suministro de gas natural, además, contar con todo los estándares de calidad que permitan cumplir con la normativa ambiental vigente en el país, tener bajos costos operacionales y altos índices que confiabilidad y disponibilidad que lo pongan en los primeros puestos de la lista de despachos.

Por lo anterior, es necesario proponer el mejor arreglo de equipos que sean capaces de trabajar con ambos combustibles, con el mejor rendimiento y eficiencia (*heat rate*) dentro del área disponible, asegurando una inversión consciente y de calidad capaz de satisfacer los deseos y necesidades de la empresa.

2. Objetivos

2.1. Objetivo general

Diseñar y seleccionar el arreglo de componentes mecánicos y térmicos para una planta eléctrica de 42 MW alimentada por gas natural y gas licuado de petróleo en Santa Rosa, Bolívar

2.2. Objetivos específicos

- Identificar y caracterizar las alternativas de generación de energía con gas natural y gas licuado de petróleo existentes en términos de costos, rendimiento y eficiencias.
- Especificar las características de desempeño del ciclo de generación con base las necesidades y exigencias del cliente.
- Realizar el diseño detallado en ingeniería de la solución a la problemática.

3. Estado del arte

3.1. Condiciones atmosféricas y ubicación geográfica

Santa Rosa de Lima es una población ubicada en las afueras de la ciudad de Cartagena, en donde la temperatura generalmente varía de 24°C a 32°C y pocas veces baja a menos de 22°C o sube más de 34°C. La temporada más calurosa se presenta por 3 meses, del 29 de mayo al 27 de agosto, con una temperatura promedio máxima de 32°C. La temporada más fresca se presenta del 6 de octubre al 8 de diciembre con una temperatura máxima promedio diario menor a 31°C. Relativamente, en el año se presenta una temperatura constante dentro de un rango de 12°C ("Clima promedio en Santa Rosa, Colombia, durante todo el año - Weather Spark", 2019). Con respecto a la humedad, se presenta constantemente altos porcentajes de humedad relativa, con valores aproximados a 90% durante todo el año.

3.2. Ciclos de potencia

Con el crecimiento acelerado de la población y el tipo de vida moderna, la crisis energética se ha convertido en un reto severo en el problema del calentamiento global por medio de las emisiones de dióxido de carbono. Por esta razón se ha pensado en dos soluciones para este problema. La primera es la utilización de energías renovables para el abastecimiento de las centrales generadoras, sin embargo, la baja eficiencia y generación intermitente de energía, además de la gran inversión inicial y requerimientos geográficos hacen de esta una opción económica y técnicamente no viable para su aplicación a largas escalas. La segunda opción es la de mejorar la eficiencia de los sistemas de generación ya utilizados, y esta será la que será desarrollada en este proyecto.

Hoy en día enfoques teóricos, numéricos y experimentales son usualmente utilizados para estudiar varios problemas relacionados al campo tecnológico de las turbinas de gas. Sin

embargo, para mejorar el rendimiento tanto en emisiones provocadas como en combustible utilizado un gran número de esquemas utilizados cada vez más avanzados se han utilizado, entre los cuales están: ciclos combinados, plantas de cogeneración, ciclos de recuperación química, turbinas de gas con inyección de vapor y agua, entre otros.

Con el fin de encontrar formas de mejorar varios de estos ciclos y de encontrar el ciclo que se adapte de manera más viable a este proyecto se realizó una búsqueda bibliográfica de artículos que hablen sobre los temas referentes a esto. De la búsqueda realizada se pudo encontrar artículos que hablan sobre la optimización de ciclos de turbinas de gas simples, de recalentamiento, de interenfriamiento y por último de recalentamiento y de interenfriamiento, en los cuales se determinaron por medio de análisis teóricos la máxima eficiencia térmica de los ciclos, teniendo una relación de temperatura con valor de $1573/300$ y un compresor de eficiencia politrópica de 0.8. Además de utilizar los valores de relación de presión incrementales de 8.550, 14.950, 20.846 y 73.109 para así alcanzar la máxima eficiencia de los ciclos simple, de recalentamiento, de enfriamiento y también el de recalentamiento y enfriamiento respectivamente. Llegando a la conclusión de que el ciclo de recalentamiento y enfriamiento es el mejor arreglo entre las cuatro opciones, mostrando una eficiencia térmica 24.966% mayor en comparación con el ciclo simple.

De los artículos realizados también se encontró investigaciones que hablan sobre estudios de ciclos de turbinas de gas humidificado comparando diferentes diseños saturadores de aire. Para esto se realizó un análisis a un saturador de aire de diseño híbrido que combinaba un enfriador evaporativo indirecto con un ciclo Maisotsenko y a un enfriador evaporativo indirecto convencional, llegando al resultado de que el primero de estos dos arreglos ofrecía ventajas superiores en cuanto a la eficiencia del sistema con respecto al

segundo, mostrando así el beneficio de aplicar el ciclo Maisotsenko al diseño del saturador de aire del ciclo de la turbina de gas humidificado.

3.3. Termoeléctricas en la región Caribe

Al realizar un estudio del sector eléctrica de la región caribe, se encuentra que por la propia topografía de esta no tiene presencia de hidroeléctricas, por la que lo hace con mayor participación de sector termoeléctrico, cabe resaltar que se encuentran las más grandes del país. En términos generales, los esquemas regulatorios impuestos al subsector de generación, entre estos la subasta del cargo por confiabilidad realizada en 2008, permitieron la expansión de su infraestructura, lo que aseguró la adición durante el período 2015 - 2018 de alrededor de 530 MW de nueva capacidad efectiva de generación térmica con el ingreso al sistema de las plantas Gecelca 3, 3.2 y Termonorte

Tabla 1, Parámetros operacionales de las termoeléctricas en la región Caribe

Nombre	CAPACIDAD EFECTIVA (MW)	HEAT RATE (MBTU/MWH)	AÑO DE INICIO DE OPERACIONES	TECNOLOGÍA
TERMONORTE	88	8.01	2018	Motores
TEBSA	791	7.2131	1998	Ciclo combinado
TEBSA 3	60	10.4846	1980	Turbina a vapor
TEBSA 4	60	11.8308	1980	Turbina a vapor
FLORES 1	160	7.3505	1993	Ciclo combinado
FLORES 4B	450	6.9107	2011	Ciclo combinado
PROELECTRICA 1	45	7.942	1993	Turbina a gas
PROELECTRICA 2	45	7.942	1993	Turbina a gas
TERMOCANDELARIA 1	157	10.4868	2000	Turbina a gas
TERMOCANDELARIA 2	157	10.4914	2000	Turbina a gas
EMGESA 1	56	12.0837	1995	Turbina a vapor
EMGESA 2	62	11.5167	1980	Turbina a vapor
EMGESA 3	66	13.8215	1980	Turbina a vapor
TERMOGUAJIRA 1	143	9.8	1983	Turbina a vapor
TERMOGUAJIRA 2	143	10.2	1987	Turbina a vapor
GECELCA 3	164	9.5	2015	Turbina a vapor
GECELCA 3.2	273	8.699	2018	Turbina a vapor

3.4. Combustible

La variedad de diseños de unidades de generación termoeléctrica está asociada principalmente a los combustibles utilizados, los que comprenden una gran gama de recursos energéticos primarios no renovables y renovables. Los combustibles fósiles (derivados del petróleo, carbón mineral, gas natural) así como los nucleares (uranio, torio, plutonio, etc.) son clasificados como fuente primaria no renovable debido al enorme tiempo necesario para su reposición por la naturaleza. Las termoeléctricas que usan combustibles fósiles liberan a la atmósfera dióxido de carbono (CO_2), el cual es considerado uno de los principales contaminantes del planeta. También, dependiendo del combustible utilizado, pueden emitir otros contaminantes como óxidos de azufre, óxidos de nitrógeno, partículas sólidas (polvo) y cantidades variables de residuos sólidos (Blanco y Peña, 2006). Investigaciones establecen que las emisiones producto de la quema de combustibles fósiles, la descarga de ácidos y otros gases de efecto invernadero se encuentran en altas concentraciones en la atmósfera y se requiere de acciones inmediatas para evitar grandes problemas en el futuro (Wheeler et al., 2000). Es por lo anterior que hoy en día se observan diferentes opciones en cuanto a la elección del combustible a utilizar.

Hoy en día, la tendencia es evolucionar a instalaciones de producción de energía eléctrica más eficientes debido a la necesidad de optimizar tanto los ciclos de producción (Remiro y Lozano, 2007), como los aspectos medioambientales asociados (Demirbas, 2008). En este sentido, el gas natural es un combustible limpio que no presenta problemas de rocío ácido ni de arrastre de partículas y con un porcentaje relativamente alto de H_2 en la matriz del combustible (Ion et al., 2007; Schneider y Bogdan, 2007). Además de la tendencia mencionada por (Demirbas 2008) estudios recientes muestran que ante la escasez y encarecimiento del petróleo y las mayores limitaciones en las emisiones contaminantes, en

los últimos años se observa una preferencia por las centrales de gas natural. Además de ser más limpias, quemar gas permite utilizar los gases de combustión para alimentar directamente una turbina de gas y al mismo tiempo utilizar el calor generado para producir vapor que mueva otra turbina. Las plantas de este tipo son las denominadas (centrales de ciclo combinado) que ofrecen un rendimiento superior al de las centrales convencionales.

3.4.1. Gas natural

En la región caribe diariamente se transportan alrededor de 400,000 kpcd por la red de Promigas ESP. La zona de Santa Rosa, Bolívar, se encuentra en el tramo regulatorio Cartagena-Barranquilla, por el cual se transporta alrededor de 12,000 kpcd y su composición y propiedades varían según las cantidades inyectadas por los productores del sur y en caso tal, la entrada de la planta regasificadora en el puerto de Mamonal, a continuación, la composición vigente del gas del Mamonal a septiembre del 2019:

Tabla 2. Composición vigente del gas natural – Mamonal (Promigas)

Componente	Fórmula	Composición % de Mol
Metano	CH ₄	98,1787
Nitrógeno	N ₂	1,142
Dióxido de carbono	CO ₂	0,1505
Etano	C ₂ H ₆	0
Propano	C ₃ H ₈	0,0816
Agua	H ₂ O	0
Sulfuro de hidrógeno	H ₂ S	0
Monóxido de carbono	CO	0
Oxígeno	O ₂	0
i-butano	C ₄ H ₁₀	0,0477
n-butano	C ₄ H ₁₀	0,0141
i-pentano	C ₅ H ₁₂	0,0119
n-petano	C ₅ H ₁₂	0,0034
n-hexano	C ₆ H ₁₄	0,0328

Tabla 3. Propiedades del gas natural – Mamonal (Promigas)

Gravedad específica¹	0,689
Poder calorífico (BTU/ft³)¹	1002,66
¹ Condiciones estándar	

3.4.2. GLP a nivel mundial

El aumento de la producción y las ventas de buques a nivel mundial y la mayor tendencia a termoeléctricas, trae consigo el aumento de la demanda de recursos como el petróleo crudo y sus derivados, gas natural, LNG, entre otras (WLPGA, 2018). Sin embargo, las estrictas regulaciones ambientales y una gran inversión de capital requerida para establecer nuevas instalaciones de fabricación obstaculizan el crecimiento del mercado.

El uso de GLP como combustible para equipos de generación de energía o potencia es el combustible alternativo con mayor proyección a nivel mundial (UPME, 2017), tiene una alta densidad de energía en comparación con la mayoría de los otros productos derivados del petróleo y otros combustibles alternativos. Quema más limpio en la presencia de aire, La combustión de GLP da como resultado menores emisiones de CO₂ en comparación con los combustibles a base de petróleo y gas natural debido a su menor relación carbono-hidrógeno. La reducción de las emisiones de NOX depende de la tecnología utilizada; tiene un alto poder calorífico en comparación con otros combustibles gaseosos y también un alto índice de octanaje (WLPGA, 2018). A pesar de esto, GLP es hoy casi ausente en los sectores citados.

Los principales productores mundiales de GLP son: Estados Unidos, Arabia Saudita y China. Se estima que, en el año 2014, la brecha entre la producción y el consumo mundial de GLP alcanzó valores cercanos a casi 12 millones toneladas año.

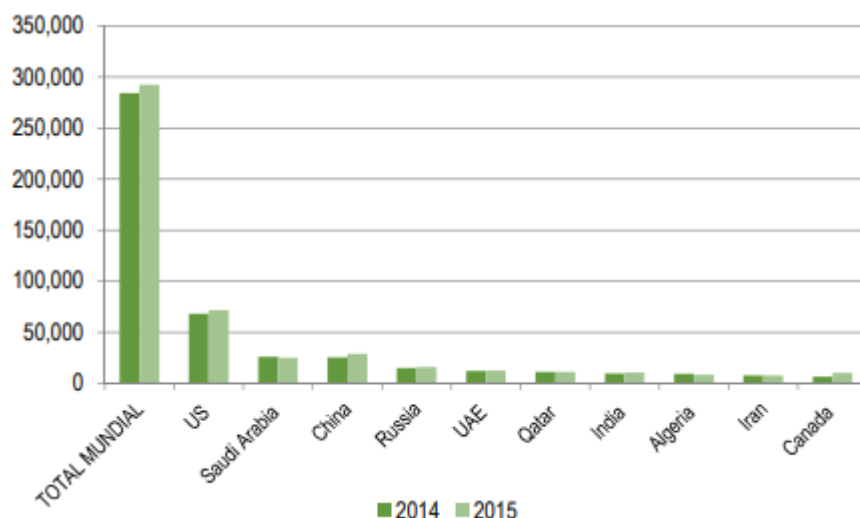


Figura 1. Producción de GLP mundial 2014 – 2015 (UPME, 2017)

La demanda mundial de 2010 a 2015, se ha destacado por ser ampliamente dinámica, con sectores de consumo bien diferenciados, siendo el Autogas en mayor porcentaje el sector que lidera el incremento en la demanda de GLP, y Corea del Sur el país con mayor consumo en el mundo; India e Indonesia y China, siguen liderando el grupo de países con mayor incremento en consumo (residencial, comercial, en petroquímica y la industria). América Latina, al igual que Asia y el Pacífico, se convirtieron en consumidores importantes de las exportaciones de Estados Unidos en cabeza de México, Brasil, Argentina y Perú.

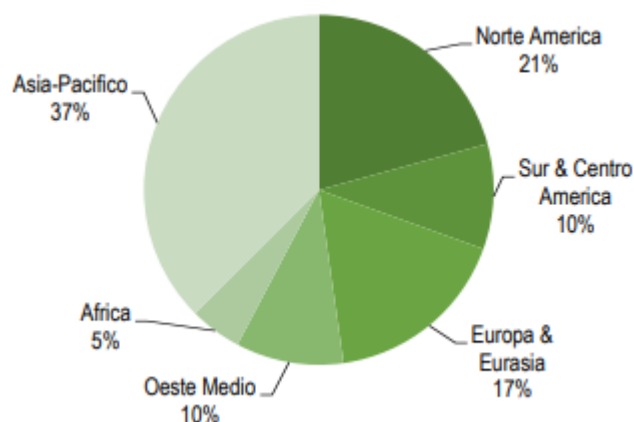


Figura 2. Consumo de GLP por regiones en 2015 (UPME, 2017)

3.4.2.1. GLP en Colombia

El GLP que se comercializa a nivel nacional es básicamente una combinación de Propano (C₃H₈) y Butano (C₄H₁₀), en diferentes proporciones, que están asociadas a la fuente de producción u origen del que provenga. Actualmente, se estima que el 60% del GLP producido proviene del tratamiento de gas natural húmedo y el 40% restante de la refinación de petróleo crudo. En el 2017 la producción de GLP a nivel nacional estará alrededor de los 16.000 BPD, en el 2018 y 2019 estaría cercana a la producción promedio de los 19.000 BPD, y se estima que estas cifras sigan creciendo, como lo expone la UPME.

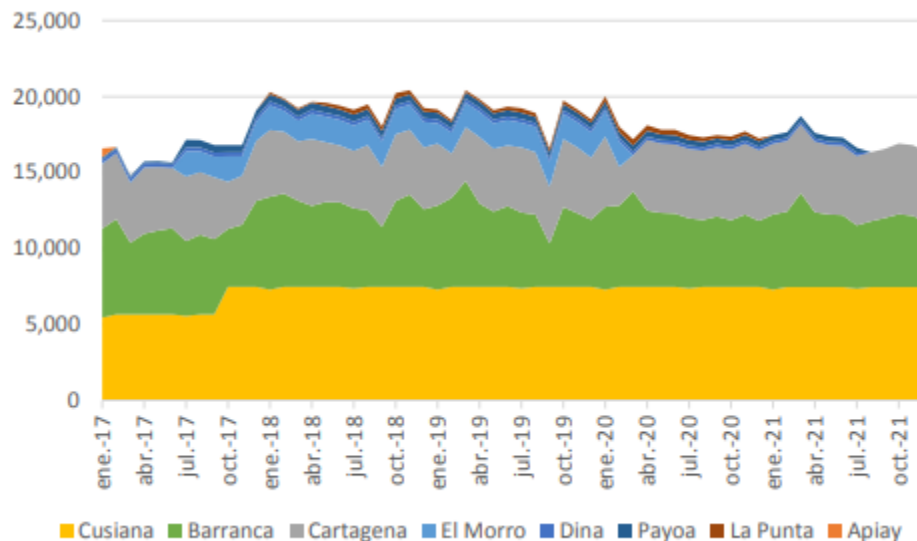


Figura 3. Producción de GLP en Colombia en BPD 2017-2021 (UPME, 2017)

El GLP producido en campo es de mejor calidad que el de las refinerías, sin embargo, la poca accesibilidad a estas zonas y la falta de infraestructura hace que la oferta comercial sea mayoritariamente el de las refinerías, a continuación, la composición del GLP de las refinerías de mayor aporte para el año 2016:

Tabla 4. Composición del GLP en Colombia 2016 (UPME, 2017)

Fuente Producción	APIAY	CARTAGENA	CARTAGENA	BARRANCABERMEJA	CUSIANA	DINA
Nitrógeno (%)	0,0589	0	0	0	0	0
Metano (%)	0,1271	0	0,0004	0	0	0
Etano (%)	0,5896	0,0113	0,0914	0,4049	2,2455	2,5058
Etileno (%)	0	0,0075	0,0412	0,0359	0	0

Propano (%)	57,8991	61,3138	51,8381	10,0143	52,6334	52,3003
Propileno (%)	0	5,8425	7,1725	4,8194	0	0
Iso-butano (%)	16,7571	13,8025	14,7134	12,9944	19,9119	13,0925
N-butano (%)	23,764	5,7463	9,0481	20,5061	24,8082	31,4404
1-buteno (%)	0	3,0525	4,25	10,9681	0	0
Iso-butileno (%)	0	5,065	6,1758	17,1315	0	0
Trans-2-buteno (%)	0	3,1125	3,9618	13,171	0	0
Cis-2-buteno (%)	0	1,9438	2,5651	8,5329	0	0
1,3-butadieno (%)	0	0	0	0,6772	0	0
C5 y más pesados (%)	0,8041	0,1025	0,1424	0,7443	0,401	0,6611
Residuos (ml)	0	0,0038	0,0034	0,0041	0	0
Densidad Relativa	0,5349	0,5335	0,5403	0,5824	0,5345	0,5358
Poder Calorífico (BTU/lb)	21.296,61	21.257,25	21.193,45	20.869,38	21.334,85	21.339,69
Presión de Vapor (psi)	128,4223	135,0875	125,9106	67,9039	129,8648	129,8256
Azufre (ppm)	0	10,5	14,2021	73,0045	0	0

El alto contenido de olefinas afecta la estabilidad del combustible y la eficiencia en la combustión, además, que son una fuente continua de acumulación y constante de líquido condensado en los tanques y cilindros.

Respecto a la calidad del gas licuado del petróleo producido en Cartagena, se tiene una composición estable desde el 2005. En 2015, el contenido de olefinas apenas alcanzó el 3%, una condición particular de operación para la refinería

3.5. Plantas de GLP

Debido al impacto medioambiental ocasionado por las centrales termoeléctricas que usan combustibles fósiles, muchas centrales han decidido usar gas natural o gases licuados del petróleo como combustible, aunque en la actualidad encontrar plantas que funcionen a base de solo GLP es poco común, las empresas cada día están evolucionando hacia este tipo de combustible. Según el artículo “Cuatro térmicas usarían GLP para generar energía eléctrica” (Mayo 26 de 2019) de la revista portafolio, el GLP conocido como gas propano, tendrá su oportunidad para demostrar que no solo es un combustible limpio, sino que además es costo eficiente para la generación de energía eléctrica, lo anterior será posible mediante las cuatro

termoeléctricas en el territorio nacional. Los complejos sería Termocaribe 1 y Temocaribe 3, ubicadas en el departamento de Bolívar; y las plantas Termosolo 1 y Termosolo 2, en el Valle del Cauca.

La planta estará ubicada a 16 millas al este de Accra, el proyecto comenzó en el 2017 y sigue en proceso, el alcance del proyecto incluye adquisición, construcción, ingeniería y puesta en marcha de una planta capaz de generar 200 MW, esta contará con 5 turbinas de gas General Electric tipo TM2500 +, 5 generadores de vapor de una sola vez y 1 turbina de vapor personalizada en configuración de ciclo combinado.

The Roatan Electric Company (RECO) opera en la isla Roatan, cerca de la costa norte de Honduras, Luego de analizar lo anterior llegaron a la conclusión de que el GLP era la opción más atractiva de combustible para la nueva planta ecológica. La planta es capaz de generar 28 MW gracias 4 motores Wartisla 20V34SG-LPG

3.6. Normas que aplican

3.6.1. Uso del GLP e infraestructura

- Norma ASTM 1835 de Estados Unidos, la cual limita el máximo contenido de butanos y componentes más pesados para el propano comercial el cual es 2.5%, pentanos y componentes más pesados son máximo 2% para el butano comercial y este es el límite para las mezclas de propano y butano. No admite ningún límite en el contenido de olefinas.
- NTC 2303, vigente desde el 2007, exige entregar GLP, de acuerdo con las condiciones puntuales a las cuales debe ajustarse el combustible para los diferentes usos.

- API 2510 con referencia a ASME Boiler and Pressure Vessel Code, Section VIII, Division I or 2, en el diseño de instalaciones y diseño de recipientes a presión (tanques y tuberías) que trabajan con GLP.
- NFPA 58, código de gas licuado de petróleo, tratamiento y almacenamiento de GLP
- NTC 3851-1, regulación acerca del tratamiento e instalaciones de GLP en Colombia

3.6.2. Referente a la seguridad

- Norma NTC 2506 - Códigos sobre guardas de protección de maquinarias. Identifica y describe métodos de protección aplicables a secciones que presentan riesgo en maquinaria, indicando los criterios que se deben tener en cuenta para el diseño, construcción y aplicación de tales medios, y refiriéndose a la maquinaria como los dispositivos y equipos utilizados en el suministro de potencia, consistentes en partes fijas y móviles con funciones establecidas.
- Norma NTC 5764 - Seguridad de las máquinas, parada de emergencia y principios para el diseño. Esta norma especifica los requisitos funcionales y los principios para el diseño de la función de parada de emergencia de las máquinas, independientemente del tipo de energía utilizada para ordenar la función.
- OSHA PEL: 1000 ppm, límite de exposición permisible durante jornadas de ocho horas para trabajadores expuestos día tras día sin sufrir efectos adversos.

3.6.3. Referente al ambiente

- Resolución 909 del 2008 establece que las emisiones permisibles para centrales eléctricas con generación superior a 20MW, operando con diferentes tipos de combustible a condiciones de 25°C y nivel del mar:

Tabla 5. Límite de emisiones para centrales térmicas superior a 20MW

Combustible	Estándares de emisión admisible (mg/m3)			Oxígeno de referencia
	MP	SO2	NOX	
Sólido	50	2000	600	6%
Líquido	50	2000	450	3%
Gaseoso	N/A	N/A	300	3%

Centrales eléctricas con turbinas a gas, operando con diferentes tipos de combustible a condiciones de 25°C, nivel del mar y con oxígeno de referencia del 15%:

Tabla 6. Límite de emisiones para centrales térmicas con turbina de gas superior a 20MW

Combustible	Estándares de emisión admisible (mg/m3)		
	MP	SO2	NOX
Gaseoso	N/A	N/A	120
Líquido	N/A	850	300

- Norma NTC 3437 indica las pautas para la preparación de códigos de ensayo de ingeniería que requieren mediciones de ruido emitido por maquinaria y equipo. De igual forma, la norma **NTC 5040** establece las directrices para controlar el ruido con silenciadores.

4. Estado de la técnica

4.1. Equipos – oferta comercial

En esta sección de oferta comercial, se analiza las tecnologías disponibles para generación eléctrica, teniendo en cuenta las consideraciones de diseño planteadas para el desarrollo de este proyecto. De igual manera, se analizó el desarrollo que se ha dado en cuanto al uso del GLP en distintos países, tanto para plantas de generación eléctrica, como para accionamiento mecánico. Se analizaron tres ciclos de potencia principales: Ciclo Brayton, Ciclo Rankine y Ciclo Otto. Posteriormente se considera los diferentes derivados de estos ciclos y sus componentes.

Uno de los aspectos más importantes con respecto a las consideraciones de diseño, es el combustible a utilizar, por lo que se procede a realizar una búsqueda con respecto a su calidad y disponibilidad en el mercado. En la sección 5.3 del estado del arte de los combustibles fue analizado este componente. Por consiguiente, se procede a analizar sus consecuencias en la fase de diseño y en los costos de operación. De acuerdo a esto, posteriormente se obtendrán parámetros de gran importancia para la conclusión de diseño como lo son el heat rate, impacto ambiental, CAPEX y OPEX.

4.1.1. Máquinas para generación de potencia

De acuerdo a la exigencia de combustibles a utilizar en la planta de generación ubicada en Santa Rosa de Lima (GLP y gas natural), se puede ver que existe una disponibilidad moderada de equipos comerciales, los cuales, por medio de diferentes combinaciones y derivaciones de los ciclos básicos ya mencionados, tienen la capacidad de suplir 42 MW de potencia eléctrica. En el mercado se encuentra desde turbinas a gas con capacidad para quemar ambos combustibles, hasta calderas con la misma versatilidad para un ciclo Rankine.

De acuerdo a un estudio realizado por la Asociación Mundial de GLP (WLPGA por sus siglas en ingles), “*LPG for Marine Engines, The Marine Alternative Fuel*”, para el año 2017 se encontraban 3 familias principales de máquinas en los cuales se podían utilizar GLP, presentadas a continuación:

Tabla 7. Máquinas de combustión internas recomendadas por la WLPGA

Empresa	Tipo	Serie
MAN	Motor de dos tiempos en ciclo Diesel	MAN ME-LGI series 14,15
Wärtsilä	Motor de cuatro tiempos en ciclo Otto de mezcla pobre	Wärtsilä 34SG
General Electric	Turbina a gas	LM2500

Se realizó una búsqueda adicional a la información inicial obtenida de la WLPGA con el fin de obtener un catálogo más extenso y así actualizar información del año 2017 a presente. En la Tabla 7 se tiene un listado de las diferentes ofertas comerciales de máquinas de combustión interna disponibles en el mercado las cuales tienen capacidad para utilizar GLP. En esta, se presentan las marcas, tipo de máquina, referencias, potencia eléctrica en condiciones ISO, energía disponible en gases de escape, *heat rate*, emisiones de NO_x y CO₂, y por último, combustibles permitidos a utilizar.

Tabla 8. Especificaciones técnicas de máquinas de combustión interna

Brand	Type	Serie	Power output ISO* [Mwe]	Exhaust energy [MM kJ/hr]	Heat Rate [Btu/kWh, LHV]	NO _x	CO ₂
General Electrics	Aeroderivative Gas Turbine	LM2500	22,7 (36,6%)	142	9501	15 ppm	25/25
		LM2500+	30,6 (38,8%)	177	8988	25 ppm	25/25
		LM2500+G4	33,6 (39,2%)	189	8897	26 ppm	25/25
		LM6000 PC	50	237	8619	25	89/150
Siemens	Gas Turbine	SGT-700	32,8 (37,2%)	202	9171	< 15 vppm	< 20 vppm
Wärtsilä	Engine	9L34SG	4,17 (3,15) ² (45,9%)	9,2	7434	95-190 mg/Nm ³	-
		16V34SG	7,43 (5,6) ² (46%)	16,5	7411	95-190 mg/Nm ³	-
		20V34SG	9,34 (7) ² (46,3%)	20,6	7373	95-190 mg/Nm ³	-
Mitsubishi - Hitachi	Gas Turbine	H-15	16,9 (16) ² (34,3%)	119	9431 (9950) ²	15 ppm	-
		H-25 (28)	27,5 (26,1) ² (33,8%)	198	9571 (9590) ²	15 ppm	-
		H-25 (32)	32 (30) ² (34,8%)	216	9295 (9314) ²	15 ppm	-
		H-25 (42)	41,9 (38,7) ² (37,2%)	247	8688 (8705) ²	15 ppm	-
MAN B&M	Dual Fuel Engine	8 S70ME-GI-S	25,19 (48%)	-	6957	<300 mg/NM3	-
		9 S80ME-GI-S	37,73 (48%)	-	6957	<300 mg/NM3	-

* ISO conditions at 15°C, 60% relative humidity, sea level

¹ Emissions @15%O₂

² LPG Burning

Dado a que estos valores son presentados bajo condiciones de operación ISO, los parámetros de operación presentes en la tabla, sufrirán cambios debido a las condiciones ambientales, calidades de combustible presentes y condiciones de operación. La principal variación de las turbinas a gas se presenta de acuerdo a las condiciones de aire, por lo que la temperatura de entrada del compresor es de gran importancia. Los diferentes proveedores, presentan curvas de potencia máxima disponible de acuerdo a la temperatura con el fin de realizar una correcta selección de equipos. Se presenta en las figuras 4, 5 y 6, las curvas de

potencia máxima vs. temperatura de las turbinas de General Electric y Siemens respectivamente. Adicionalmente, al momento de realizar cambio de combustible en la turbina, está operará bajo rangos de potencia muy diferentes que los presentes, así mismo afectado las emisiones, heat rate, eficiencia, entre otros.

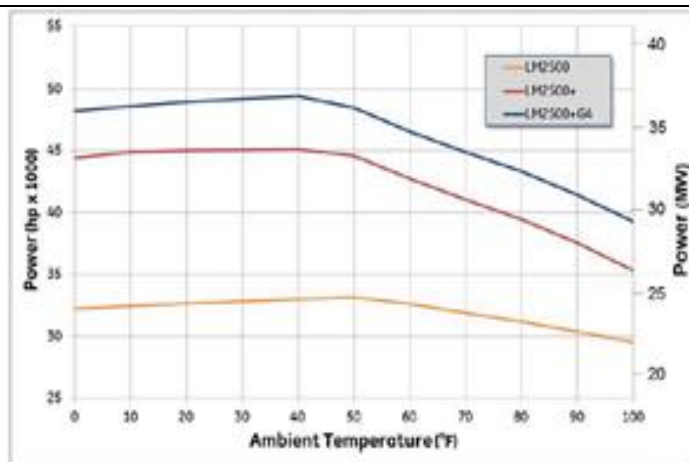


Figura 4. Curva potencia máxima vs. temperatura ambiente turbinas General Electric. (Perdidas: entrada/salida 4/6 pulgadas de agua)

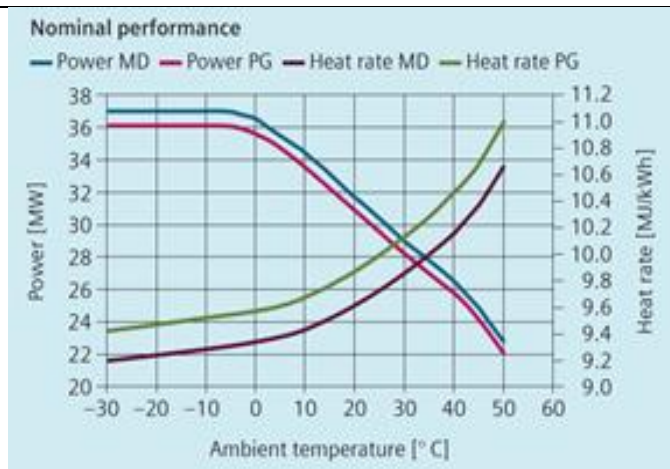


Figura 5. Curva potencia máxima vs. temperatura ambiente vs. heat rate turbina Siemens SGT-700.

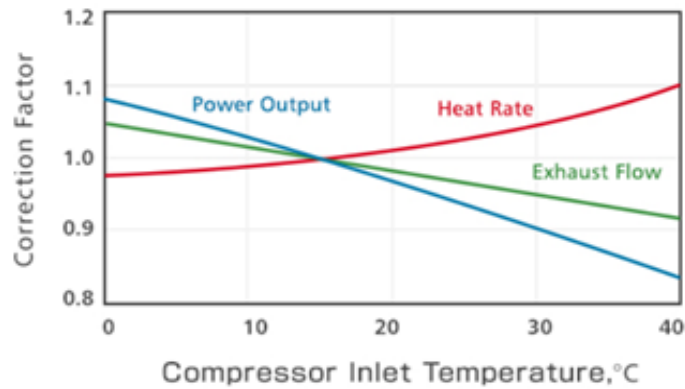


Figura 6. Factor de corrección de potencia vs. temperatura de entrada del compresor turbinas Hitachi H-15 y H-25.

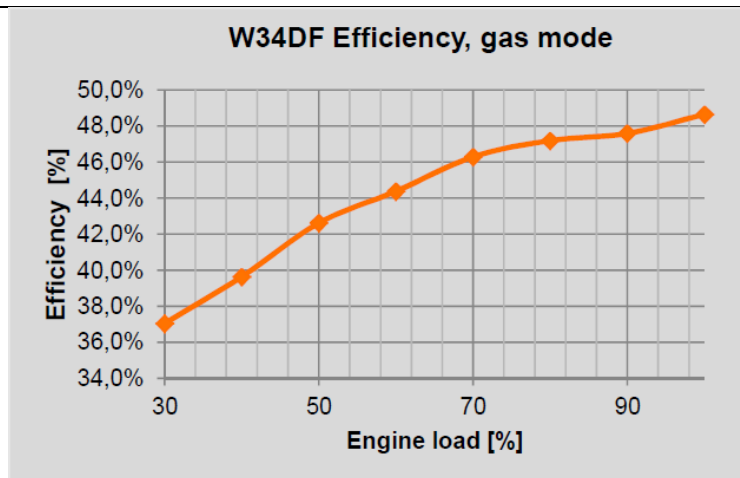


Figura 7. Curva de rendimiento motor Wartsila 34DF, carga de motor vs eficiencia

4.1.1.1.Prestaciones

De acuerdo a una revisión de las máquinas de combustión internas disponibles, se puede encontrar muchos beneficios debido a los diferentes avances tecnológicos. Entre esto, se encuentra las turbinas aeroderivadas, como lo es la serie LM2500 de General Electric. Esta tecnología permite arranques y paradas con mejor respuesta que otras turbinas a gas. Las turbinas LM2500, LM2500+ y LM2500+G4 permiten rampas de arranque de hasta 30

MW/min (General Electric, 2016) siendo así una excelente opción para plantas de generación de emergencia.

Por otro lado, en el mundo se presenta una alta preocupación ante los contaminantes como gases de efecto invernadero y compuestos que deterioran la capa de ozono. El reducir esto en turbinas a gas se puede lograr por medio de tecnologías como DLE (Dry Low Emissions), las cuales están presentes en las General Electric, Siemens, y Mitsubishi-Hitachi. Este sistema de combustión funciona por medio de la mezcla del combustible con el aire en un pre-mezclador a la entrada de la cámara de combustión. Con esto, se logra una mezcla uniforme de aire y combustible, lo cual produce un gas con menor poder calorífico, permitiendo la combustión a menores temperaturas requeridas para la formación de NOX (Badeer, 2018).

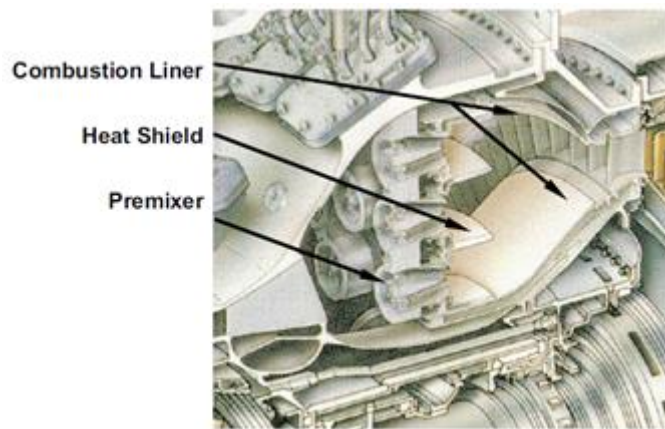


Figura 8. Cámara de combustión DLE. Imagen tomada de GE Aeroderivative Gas Turbines - Design and Operating Features.

4.2. Gasificación del GLP

El GLP debe vaporizarse antes de entrar a motores o turbinas de gas aeroderivadas. Los sistemas de gasificación de GLP deben mantener un caudal, presión y temperatura

establecidos para alcanzar las estrictas especificaciones requeridas por los motores y turbinas de generación de energía.

Con un punto de ebullición de -42°C (-44°F), el propano se vaporiza naturalmente a temperatura ambiente. En otras palabras, simplemente liberar propano de su contenedor de almacenamiento presurizado es suficiente para permitir que ocurra la vaporización natural y producir un flujo de vapor de propano típicamente suficiente para aplicaciones residenciales y comerciales ligeras.

Vaporizadores como de fuego directo, bañera, eléctricos o de vapor, son los disponibles en el mercado, los últimos dos, son los que manejan mayor capacidad y diseños con menor espacio requerido.

4.2.1. Mezclado de combustible

Se le conoce a *fuel blending* cuando se mezclan diferentes combustibles para usarlos como un solo combustible en la turbina de gas. La mezcla de combustibles o biocombustible es una capacidad disponible para muchas turbinas de gas, incluidas las turbinas de gas aeroderivadas. La combinación de estos puede suceder aguas arriba de la máquina de combustión y luego esta mezcla puede transportarse a la planta de energía. También estos pueden suministrarse a la planta de energía por separado y posteriormente mezclarse antes de inyectarse en el sistema de combustión. En la figura 8 se presenta un sistema de mezcla de combustibles.



Figura 9. Sistema de mezclado de combustibles. (Jones, Goldmeer & Monetti, 2017)

Este sistema es generalmente utilizado para plantas que no tengan la disponibilidad de combustible para carga máxima de la turbina, en donde se le introduce un segundo combustible al sistema para lograr cargas de 100%. En la figura 9 se demuestra el proceso de mezcla de combustibles para una turbina que opera en 100% de carga. En esta se presenta también variaciones debido a disminución del flujo de gas natural.

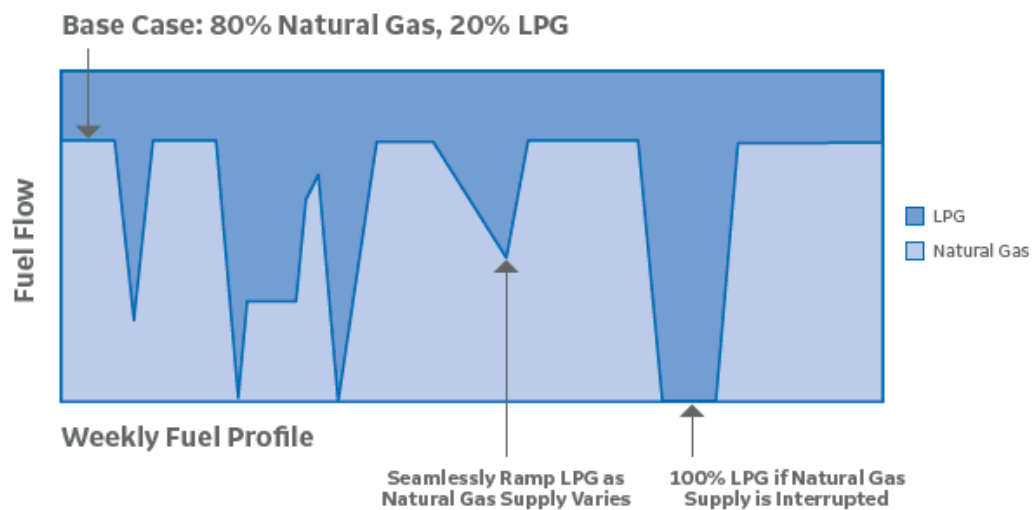


Figura 10. Ejemplo de mezcla de combustibles con cambio de suministro de combustible

4.2.2. SNG

SNG, una mezcla de GLP con aire a una proporción dada y que da como resultado las mismas características de combustión como gas natural. El principio de un sistema SNG comienza con la conversión de GLP líquido en vapor, que luego se mezcla con aire a una relación (generalmente 53-57% GLP / 47-43% aire). El GLP puede tener poder calorífico de 2500 BTU/ft³, comparado con el gas natural, 1000 BTU/ft³ por lo que debe el primero respectivamente debe ser "diluido". El GLP vaporizado se pasa por un mezclador GLP / aire donde mezcla a la proporción requerida (Proceso se muestra en la figura 10), para crear una mezcla compatible al gas natural usado en operación y que puede ser usado directamente en los quemadores, calentadores, estufas, hornos, calentadores de agua, etc., sin cualquier modificación al equipo

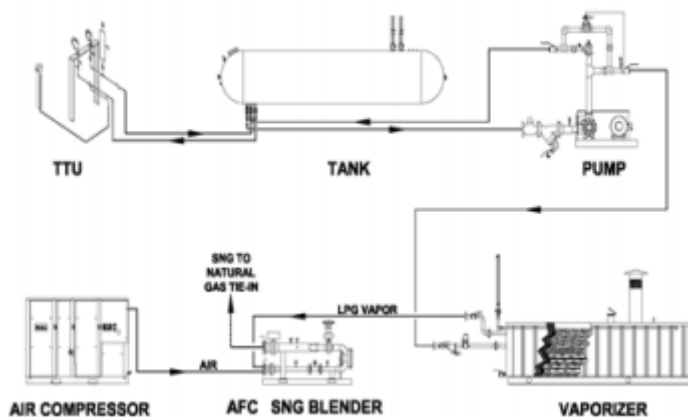


Figura 11. Esquema de proceso para mezcla de propano con aire

El método más común utilizado para garantizar la intercambiabilidad entre dos gases se basa en el índice Wobbe, la cual se muestra en la ecuación 1. Si el gas natural y el SNG tienen un índice Wobbe idéntico o casi idéntico, producen una cantidad equivalente de energía y requieren la misma cantidad de aire de combustión, en el mismo quemador. La proporción

de GLP a diluyente (aire) dependerá del índice Wobbe del combustible a ser reemplazado (natural gas).

$$I.W = HHV / \sqrt{G_f}$$

En aplicaciones industriales, este puede ser causar problemas tal combustión incompleta o llama inestable. Cambios en los parámetros de combustión son pertinentes para solucionar el problema.

5. Definición de especificaciones

El diseño de la planta de generación de energía eléctrica a través de gas natural y GLP como combustible de respaldo, está contemplado para generarle 42 MW al sistema interconectado nacional en un área de instalación menor a 2 Ha. Estará ubicado en el sector Santa Rosa de Bolívar, el cual está alejado de fuentes hídricas y maneja temperaturas y humedades muy altas a lo largo del año. En su operación debe ser capaz de trabajar bajo cargas parciales, almacenar el combustible de respaldo para 5 días y tener arranques rápidos.

5.1.Despliegue de la función de calidad (QFD)

Teniendo en cuenta la problemática y las limitaciones del proceso, se implementará la metodología de despliegue de la función calidad (QFD), la cual nos permitirá obtener los requerimientos y parámetros técnicos que serán empleados en las siguientes fases del diseño por medio de la recepción de las demandas del cliente.

Para el desarrollo de esta etapa, se llevaron a cabo los siguientes pasos:

- Captación de las demandas del cliente a través de una exposición realizada en la universidad del norte por Axia Energía S.A.

- Planteamiento de los requerimientos que incluyen las necesidades básicas, funcionales y de valor agregado que se consideraron aceptables para el diseño, debido a que no todas las demandas del consumidor son obligatorias o convenientes.
- Establecimiento de los parámetros técnicos que permitan la medición de las necesidades y requerimientos de los usuarios, para que sea posible tenerlos en cuenta en el diseño. De esta manera cada requerimiento tendrá como mínimo un parámetro técnico asociado.

5.1.1. Priorización de especificaciones u objetivos

Este apartado se consolidó por medio de una ponderación estadística que contrasta la importancia de cada requerimiento con respecto al impacto reflejado en los usuarios involucrados.

Tabla 9, Priorización de los requerimientos del cliente

PRIORIZACIÓN DE REQUERIMIENTOS DEL CLIENTE																			
	Potencia de salida	Heat rate	Tiempo de arranque	Costos de operación	Presión de suministro de combustibles	Ramp rate	Voltaje de salida	Volumen de GLP almacenado	Área disponible de almacenamiento y bombeo	Número de máquinas térmicas	Número de dispositivos de control automático	Niveles de ruido	Composición de los combustible	Calidad de gases de escape	Tiempo de llegada de repuesto	Tiempo de mantenimiento	Tiempo de montaje	costos de inversión	vida útil componentes
	↑	↑	↑	↑	↓	↓	↓	↑	↑	↓	↓	↓	↑	↑	↓	↑	↓	↑	↓
	MW	BTU/kWh	min	\$/kWh	kPa	MW/m ⁱⁿ	kV	m³3	Ha	#	#	db	%	mg/m ^{m³3}	h	h	Meses	\$	Años
AXIA	5%	10%	11%	0%	0%	0%	0%	7%	14%	10%	0%	10%	0%	10%	1%	3%	0%	15%	3%
Operario encargado	4%	0%	20%	0%	15%	27%	14%	5%	2%	0%	0%	0%	15%	0%	0%	0%	0%	0%	0%
Instalador	4%	0%	0%	0%	5%	0%	0%	5%	22%	22%	16%	0%	5%	0%	0%	0%	16%	4%	0%
Mantenedor	3%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	0%	3%	3%	8%	0%	0%	0%	24%	49%	8%	3%	0%

El principal requerimiento del diseño de la planta generadora de energía eléctrica para nuestro cliente inmediato es garantizar el menor costo de inversión posible en cuanto a la

operación e inversión inicial. De igual forma es importante obtener una planta flexible que le permita al operario encargado tener un mayor control en la variación de la potencia de salida. El instalador requiere que la distribución en planta del diseño ocupe la menor área posible, considerando como etapas críticas para la instalación el almacenamiento y bombeo. Finalmente, teniendo en cuenta el objetivo de este proyecto, se necesita una planta con altos índices de confiabilidad y disponibilidad dado que este es un factor determinante al momento de seleccionar las termoeléctricas que serán despachadas.

5.2.Listado de referencia

Finalizada la metodología QFD, se generó un listado de referencias que engloba los conceptos asociados al diseño, su respectivas descripciones y valores meta.

6. Diseño conceptual

6.1.Documentación del proceso y método empleado

En esta etapa será posible elaborar un principio de soluciones que integren las perspectivas anteriormente expuestas. Se parte de la especificación del producto, se originan diversas alternativas como solución, y después de evaluarlas, se elige la más conveniente. El resultado escogido aún no tiene una estructura aceptada sino un concepto físico de las funciones involucradas en cada alternativa.

6.2.Análisis funcional

En esta etapa del diseño se debe establecer la estructura funcional del producto acorde a las funciones y subfunciones de los sistemas que integren la solución. Punto de partida para posibilitar el primer esquema de conexión y orden en la forma de ejecutarse el proceso.

6.2.1. Caja Negra y Transparente

Se dispone de esta etapa para la organización en un diagrama de flujo detallado de bloques que representen la integración de la estructura funcional (independientemente de las soluciones que se adopten), de tal forma que se evidencie la conexión entre los flujos de energía, materiales y señales, y las entradas, las salidas y funciones.

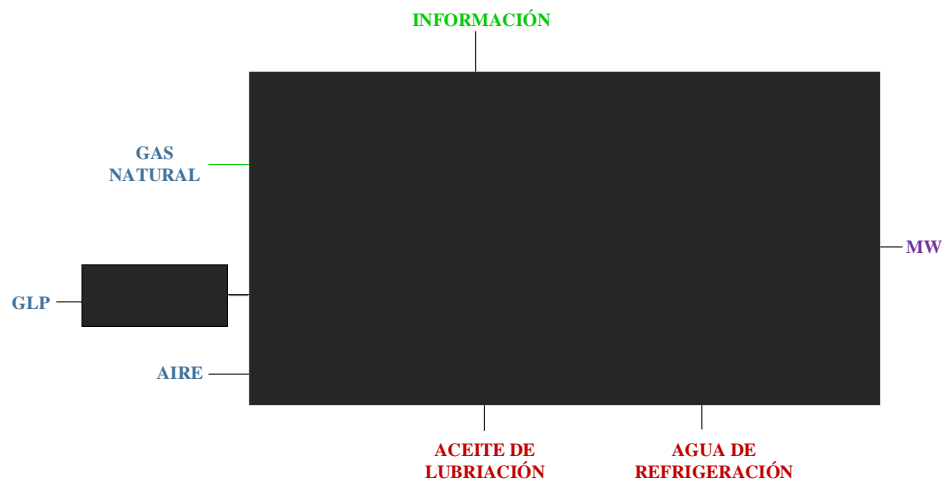


Figura 12. Caja negra con entradas y salidas

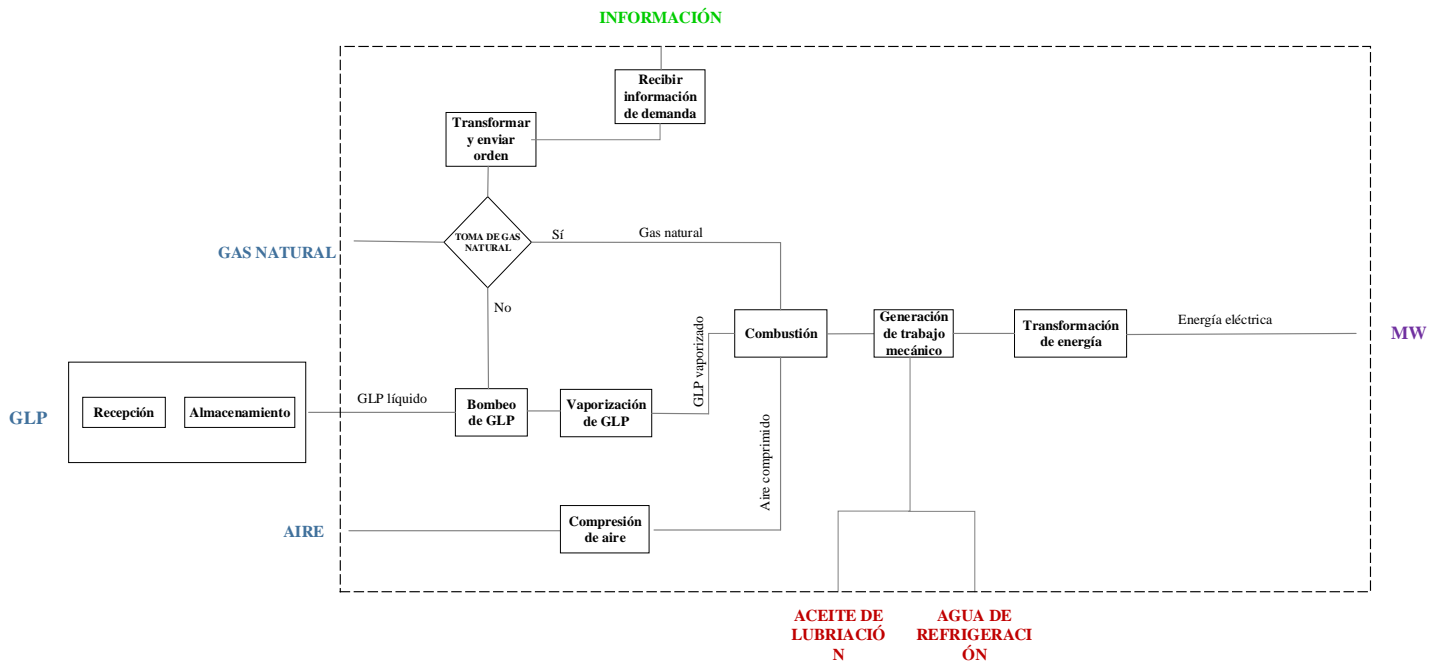


Figura 13. Caja transparente con funciones integradas

6.2.2. Diagrama morfológico

Permite detallar diversas soluciones para cada subfunción, seleccionando sistemas que podrían ser instalados y posteriormente evaluados. A partir de éste se pueden crear diversas alternativas correspondientes a la solución escogida en cada subfunción.

6.3. Alternativas propuestas

Dentro de la gama de opciones de solución propuestas se buscó instaurar tres puntos bases que definieran la utilización del sistema ya existente.

6.3.1. Alternativa 1: motores

Como primera alternativa se tiene a disposición 6 motores Wartsila 20V34SG-LPG de 9.3 MW trabajando a gas natural y 7 MW con GLP cada uno, los gases de escapes pasarán por una etapa turbocompresora para su posterior tratamiento en una chimenea que disminuirá su temperatura. Este sistema estará complementado por un sistema de almacenamiento de GLP por medio de dos tanques esféricos, que cumplirán el rol de almacenamiento y servicio, con capacidad de 280000 galones cada uno, conectados a una bomba de llenado y una bomba

para la puesta en marcha en operación, pasando a través de un vaporizador que permitirá la entrada al motor.

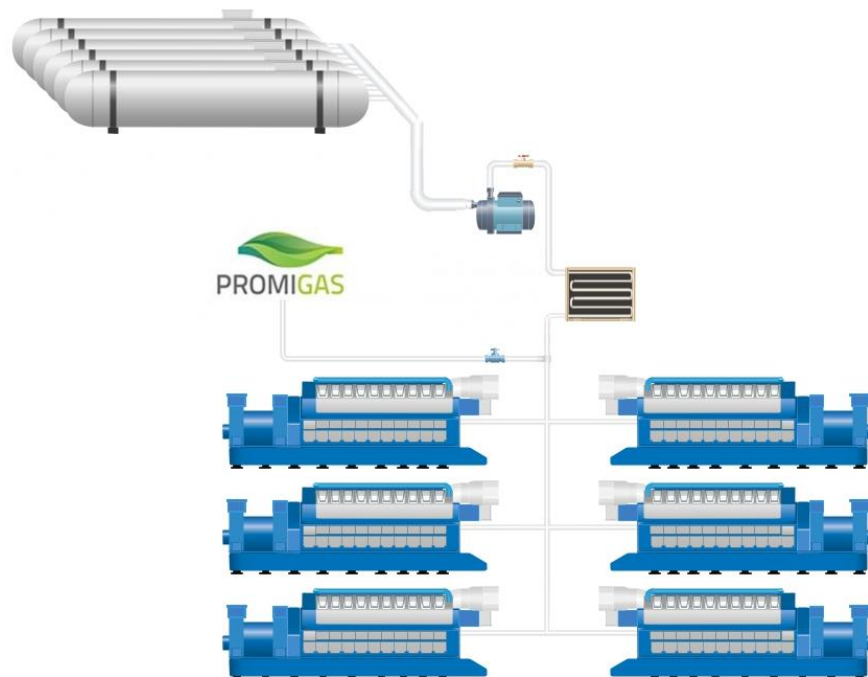


Figura 14, Alternativa 1: ciclo de motores

6.3.2. Alternativa 2: ciclo simple (2tg)

La segunda alternativa planteada consiste en un ciclo simple de turbina de gas, una turbina referencia LM2500 y otra LM2500+, de 21.8 MW y 30 MW respectivamente, ambas de la empresa General Electric. los gases de escapes pasarán por una chimenea para disminuir su temperatura. Este sistema estará complementado por un sistema de almacenamiento de GLP por medio de siete tanques en disposición horizontal, que cumplirán el rol de almacenamiento y servicio, con capacidad de 90000 galones cada uno, conectados a una bomba de llenado y una bomba para la puesta en marcha en operación, pasando a través de un vaporizador que permitirá la entrada al motor.

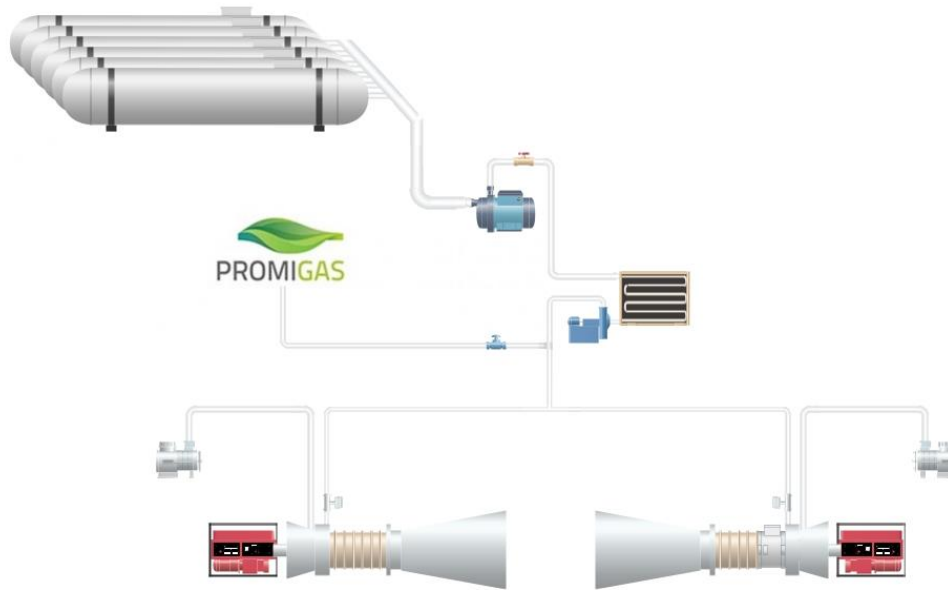


Figura 15. Alternativa 2: Ciclo simple

6.3.3. Alternativa 3: ciclo bryton (1tg)

Como tercera alternativa se tiene un ciclo Cheng con una turbina de gas LM6000 de 45-50 MW de la empresa General Electric conectado a un heat recovery steam generator que inyectará el vapor generado a la cámara de combustión para un incremento de la potencia de salida y reducción de NOx. Este sistema estará complementado por un sistema de almacenamiento de GLP por medio de dos tanques esféricos, que cumplirán el rol de almacenamiento y servicio, con capacidad de almacenar 280000 galones cada uno, conectados a una bomba de llenado y una bomba para la puesta en marcha en operación, pasando a través de un vaporizador que permitirá la entrada al motor.

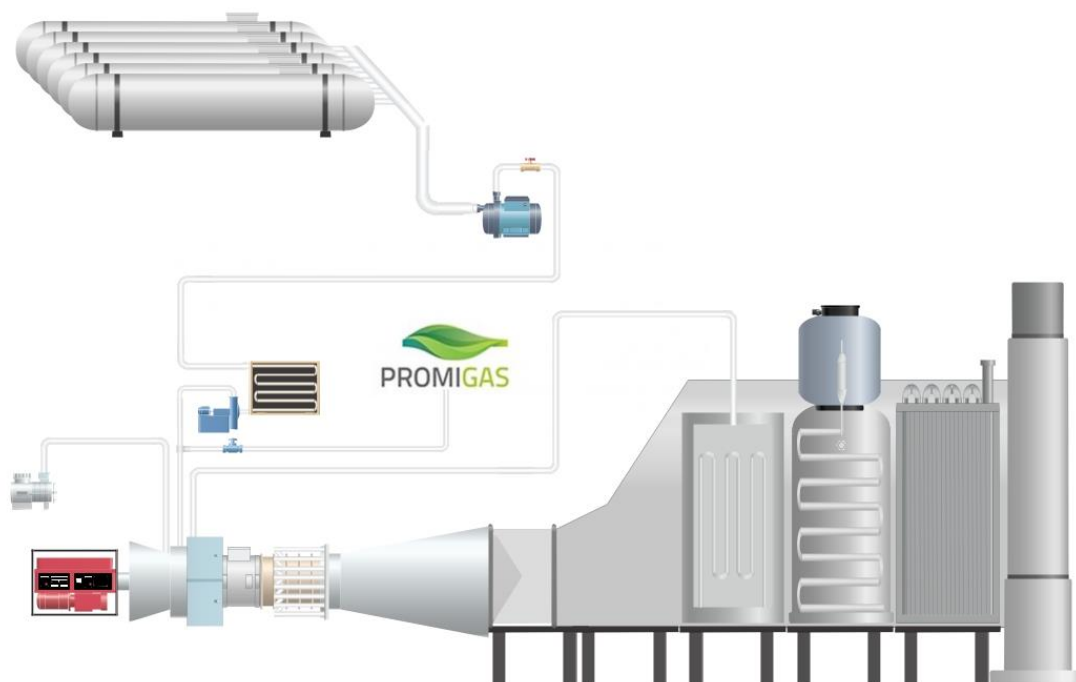


Figura 16. Alternativa 3: Ciclo Cheng

6.4.Cálculos preliminares

Para llevar a cabo la elección de las alternativas se realizan una serie de cálculos para determinar el costo del kWh en base al consumo de combustible y la cantidad de tanques necesarios para almacenar la capacidad necesaria para tener 5 de producción sin gas natural. Las siguientes consideraciones fueron hechas para realizar los cálculos: *el valor del MBTU de gas incluye transporte y suministro, **se usa la tasa representativa del dólar del mes de septiembre, *** el precio de GLP es solo del combustible, no incluye transporte.

Tabla 10. Consideraciones para los cálculos preliminares

7	Dolares / MMBtu*	1604,56	Cop/gal de GLP***
3400	COP=1 Dólar**	275000	gal/tanque

El flujo de combustible de la planta es determinado con la relación entre el *Heat Rate* y la potencia

$$f = \frac{\text{Potencia} * \text{Heat Rate}}{LHV}$$

El precio de generación es basado en el consumo y costo del combustible, cabe resaltar, que el mercado del gas natural en Colombia se maneja en MBTU

$$\text{\$ del kWh} = \frac{f * LHV * \left(\frac{\text{\$}}{\text{MBTU}} \right) * h}{1 \times 10^6}$$

A continuación, se muestra la inversión inicial y el costo de combustible por cada alternativa:

Alternativa 1.

Tabla 11. Capex y OPEX de alternativa 1. Recuperado de (U.S. Environmental Protection Agency, 2017)

CAPEX y OPEX Alternativa 1	
CAPEX	
Capacidad Nominal (kW)	9.341
Capacidad total planta (kW)	46.700
Equipos (USD/kW)	
Paquete de generación	\$ 575
Interconexión eléctrica	\$ 25
Tratamiento gases de escape	\$ 150
Total Equipos	\$ 750
Labores y Materiales	\$ 231
Total capital de proceso	\$ 981
Administración de proyecto	\$ 139
Ingeniería y tarifas	\$ 30
Contingencia del proyecto	\$ 46
Financiamiento del proyecto	\$ 62
Costo de planta total (USD/kW)	\$ 1.258
Costo total de planta (USD)	\$ 58.748.600
Costos de mantenimiento	
Capacidad Nominal (kW)	9.341
Contrato de servicios	\$ 0,0075
Consumibles	\$ 0,0010
O&M Total (USD/kWh)	\$ 0,0085

Funcionamiento de planta a GN y a 42MW	Potencia Aportada [kW]	# de Motores	Potencia Ideal Aportada [kW]	Net Heat Rate [Btu/kWh]	LHV Combustible [Btu/scf]	Flujo Combustible [scfh]	Consumo diario por motor [Dolar/dia]*	Costo del kWh [COP/kWh]**
Motor Wärtsilä 20V34SG	9340	1	9340	7373	904,67	76121	\$ 11.569	\$ 175,48
Total	8400	5	42000	7373	904,67	342298	\$ 52.024	\$ 175,48

Funcionamiento de planta a GLP y a 42MW	Potencia Aportada [kW]	# de Motores	Potencia Ideal Aportada [kW]	Net Heat Rate [Btu/kWh]	LHV Combustible [Btu/gal]	LHV Combustible [Btu/scf]	Flujo Combustible [gal/hr]	Almacenamiento Combustible de 5 días [gal]	# Tanques***	Valor aproximado reserva de 5 días [Millon COP]	Costo del kWh [COP/kWh]***
Motor Wärtsilä 20V34SG	7000	1	7000	8571	86494	2377	694	83243	1	\$ 133,57	\$ 159,01
Total	7000	6	42000	8571	86494	2377	4162	499459	2	\$ 801,41	\$ 159,01

Alternativa 2

Tabla 12. . CAPEX y OPEX de alternativa #2. Tomado de (Forecast International, 2010).

CAPEX y OPEX Alternativa 2	
CAPEX	
Capacidad Nominal turbina LM2500 (kW)	22.700
Capacidad Nominal turbina Im 2500+ (kW)	30.600
Capacidad total planta (kW)	53.300
Equipos (USD/kW)	
Paquete de generación	\$ 436
Interconexión eléctrica	\$ 33
Tratamiento gases de escape	\$ 49
Total Equipos	\$ 519
Labores y Materiales	\$ 268
Total capital de proceso	\$ 787
Administración de proyecto	\$ 43
Ingeniería y tarifas	\$ 23
Contingencia del proyecto	\$ 47
Financiamiento del proyecto	\$ 68
Costo de planta total (USD/kW)	\$ 968
Costo total de planta (USD)	\$ 51.580.340
Costos de mantenimiento	
Capacidad Nominal (kW)	53.300
FO&M (USD/kWh)	\$ 0,0020
VO&M (USD/kWh)	\$ 0,0035
O&M Total (USD/kWh)	\$ 0,0055

Funcionamiento de planta a GN y a 42MW	Potencia Aportada ISO [kW]	Potencia Ideal Aportada [kW]	Net Heat Rate [Btu/kWh]	LHV Combustible [Btu/scf]	Flujo Combustible [scfh]	Consumo diario por turbina [Dolar/dia]*	Costo del kWh [COP/kWh]**
Turbina LM2500	22700	11400	9501	905	119725,17	18196	\$ 226
Turbina LM2500+	30600	30600	8988	905	304015,54	46206	\$ 214
Total	-	42000	9127,2429	904,66692	423740,71	64401,826	217,22838

Funcionamiento de planta a GLP y a 42MW	Potencia Aportada ISO [kW]	Potencia Ideal Aportada [kW]	Net Heat Rate [Btu/kWh]	LHV Combustible [Btu/gal]	LHV Combustible [Btu/scf]	Flujo Combustible [gal/hr]	Almacenamiento Combustible de 5 días [gal]	# Tanques***	Valor aproximado reserva de 5 días [Millon COP]	Costo del kWh [COP/kWh]***
Turbina LM2500	22700	11400	9501	86494	2377	1252	150270	1	241	\$ 176,26
Turbina LM2500+	30600	30600	8988	86494	2377	3180	381577	2	612	\$ 166,74
Total	-	42000	9127,2429	86493,572	2376,85	4432,0542	531846,51	2	853,38	169,3213559

Alternativa 3

Tabla 13. CAPEX y OPEX de la alternativa #3. Recuperado de (U.S. Environmental Protection Agency, 2017).

CAPEX y OPEX Alternativa 3	
CAPEX	
Capacidad nominal (kW)	44.488
Equipos (USD)	
Paquete de generación	\$ 23.164.910
Interconexión eléctrica	\$ 1.785.000
Sistema de combustible	\$ 3.675.000
HRSB	\$ 3.150.000
Tratamiento gases de escape	\$ 2.625.000
Edificaciones	\$ 735.000
Equipamiento total	\$ 35.134.910
Construcciones	\$ 10.248.400
Capital instalado total	\$ 45.383.310
Administración del proyecto	\$ 2.306.600
Envío	\$ 674.300
Tarifa de desarrollo	\$ 3.312.100
Contingencia del proyecto	\$ 1.526.800
Financiamiento del proyecto	\$ 2.303.500
Costo de planta total (USD/kW)	\$ 1.248
Costo total de la planta	\$ 55.506.610
Costos de mantenimiento	
Capacidad nominal (kW)	44.488
O&M Turbina	\$ 0,0062
BOP O&M	\$ 0,0030
O&M Total	\$ 0,0092

Funcionamiento de planta a GN y a 42MW	Potencia Aportada ISO [kW]	Potencia Ideal Aportada [kW]	Net Heat Rate [Btu/kWh]	LHV Combustible [Btu/scf]	Flujo Combustible [scfh]	Consumo diario [Dolar/dia]*	Costo del kWh [COP/kWh]**
Turbina LM6000	50000	42000	8619	905	400145	60816	205

Funcionamiento de planta a GLP y a 42MW	Potencia Aportada ISO [kW]	Potencia Ideal Aportada [kW]	Net Heat Rate [Btu/kWh]	LHV Combustible [Btu/gal]	LHV Combustible [Btu/scf]	Flujo Combustible [gal/hr]	Almacenamiento Combustible de 5 días [gal]	# Tanques***	Valor aproximado de reserva de 5 días [Millon COP]	Costo del kWh [COP/kWh]***
Turbina LM6000	50000	42000	8619	86494	2377	4185	502231	2	806	\$ 159,89

6.5. Selección de alternativa mediante metodología AHP

La metodología AHP (The Analytic Hierarchy Process) permite evaluar y seleccionar la mejor alternativa entre las propuestas, fundamentado en los criterios más relevantes a tener en cuenta. Estos criterios están basados en los requerimientos y especificaciones del proceso que se está diseñando. El método AHP es un proceso de ponderación que determina, con base en porcentajes de prioridad y puntuaciones comparativas, la alternativa con mayor peso en el cumplimiento de las especificaciones dadas.

De acuerdo a la información obtenida de los diferentes ciclos a evaluar, se tuvo en cuenta cinco variables críticas para el correcto desarrollo del proyecto posteriormente. Entre estas variables se encuentran las siguientes:

- Tiempo de instalación: Debido a que el proyecto debe responder ante una fecha ya previamente establecida, el reducir este tiempo es de vital importancia debido a los riesgos inherentes al desarrollo de este. El tener un factor de seguridad de tiempo con respecto a los riesgos latentes, garantizaría que la planta entre en operación en un tiempo aceptable.
- Consumo térmico específico [CTE]: La eficiencia ISO de la maquina térmica, determina en gran factor el consumo de combustible de la planta. Un alto costo de

combustible, incurre en altos costos operacionales y alto precio de venta del kWh. El alto consumo de combustible llevaría a mayor volumen de almacenamiento de GLP y una mayor vulnerabilidad a posibles problemas de abastecimiento de gas natural.

- Impacto ambiental: Siendo este uno de los más importantes debido a las leyes ambientales existentes y por la protección del medio ambiente y la humanidad, se debe garantizar en gran medida. Así mismo, el no cumplir con las leyes ambientales, se incurriría en altas multas para la planta y pondría el riesgo el desarrollo de este mismo.
- Costo operacional: El costo operacional, en gran factor influido por el CTE, indicaría el costo del kWh y su precio de venta. Este, al tener un bajo valor, garantizaría que la planta entre en operación con mayor frecuencia, así garantizando mayores ingresos.
- Costo inicial: El costo inicial, al ser menor es mejor, debido a que el tiempo de retorno de la inversión es menor, o se puede distribuir de manera eficiente.

Con base en los requerimientos del cliente, la ponderación de importancia de criterios se definió de la siguiente manera:

Tabla 14. Ponderación por criterio

	Tiempo de instalación	Heat Rate	Impacto ambiental	Costo operacional	Costo de inversión	
Tiempo de instalación	1	0,33	0,25	0,20	0,20	0,052
Heat Rate	3	1	0,33	1,00	0,33	0,140
Impacto ambiental	4	3	1	1,00	0,33	0,223
Costo operacional	5	1	1	1	1,00	0,233
Costo de inversión	5	3	3	1	1	0,352
	18,00	8,33	5,58	4,20	2,87	

La siguiente tabla muestra la importancia parcial de cada alternativa, considerando la superioridad de cada una con respecto a las otras:

Tabla 15. Ponderación de las alternativas con respecto a cada criterio

	Peso de los criterios para cada alternativa				
	Tiempo de instalación	Heat Rate	Impacto ambiental	Costo operacional	Costo de inversión
A1	0,241	0,595	0,387	0,598	0,275
A2	0,548	0,129	0,170	0,216	0,433
A3	0,211	0,277	0,443	0,186	0,291

A continuación, se describe la influencia de las diferentes variables en las 3 alternativas a analizar.

6.5.1. Alternativa #1

Para la alternativa #1, se tienen 6 motores Wärtsilä, esto debido a su disminución de potencia al utilizar el GLP. Al momento de operar con Gas Natural, el sistema cuenta con la capacidad suficiente para operar en carga máxima con cinco motores. La necesidad de tener un motor extra con el fin de que el sistema de su máxima capacidad con GLP aumentaría los costos iniciales, pero debido a que este no se utilizara constantemente, permite una gran flexibilidad al momento de realizar mantenimientos, garantizando así disponibilidad aproximada de 100% a través del año de potencia máxima al funcionar en gas natural.

Debido a la cantidad de motores y subsistemas, los procedimientos de mantenimiento deben ser rigurosos y planeados con antelación para no perjudicar la operación y disponibilidad de planta. Por otro lado, los motores requieren de una serie de equipos auxiliares críticos para el funcionamiento de estos. Estos equipos auxiliares se dan debido a la necesidad de tener refrigeración y lubricación en ellos, así requiriendo la instalación de tanques de almacenamiento de agua y su respectivo tratamiento, y tanques de almacenamiento de aceites lubricantes. El tener en operación equipos auxiliares para el

funcionamiento del motor induce en unos costos operacionales y de mantenimiento. Estos costos se ven reflejados en los costos operacionales del proyecto, influyendo en el costo de venta del kWh.

Los motores de combustión interna presentan una mayor eficiencia de conversión a energía eléctrica con respecto a las turbinas. Esta eficiencia se ve reflejada en el CTE, el cual indica cuanta energía calorífica se necesita inducir en la cámara de combustión para poder generar 1 kWh. Este valor, influye en el OPEX del proyecto como fue explicado al comienzo de este inciso. Los motores Wärtsilä tienen una gran ventaja ante esto, permitiéndoles así tener un bajo costo de venta por lo que la planta entrara en operación con mayor frecuencia. El aumento del CTE al cambiar a GLP, induciría en un aumento del costo operacional y el costo de venta del kWh, pero este disminuye aun así debido al costo del GLP, el cual tiene un menor valor energético con respecto al gas natural (considerando un costo de gas natural de 7 dólares/MMBtu con respecto a un valor de 1604,56 COP/gal de GLP dado por la refinería de Cartagena). Esta alternativa cuenta con un CTE de 7373 Btu/kWh para gas natural, y de 8571 Btu/kWh para GLP. La instalación de estos motores puede ser un poco conflictiva debido a su gran peso, de aproximadamente 85 toneladas. Este peso es un gran problema debido a la logística de su transporte del puerto de Cartagena, al sitio de planta. El requerimiento de permisos especiales para el transporte de este es necesario. Con respecto a su funcionamiento, los motores presentan altas vibraciones, por lo que una correcta cimentación debe ser realizada. Estas situaciones, y muchas otras más que se pueden presentar, y el hecho que sean 6 motores por instalar, indicaría un tiempo de instalación extenso y meticuloso, en donde una gran organización debe ser realizada para poder llevarlo a cabo en el tiempo establecido. La instalación de los equipos auxiliares puede realizarse en paralelo, ultimando detalles de esta al momento de completar la instalación de los motores.

El impacto ambiental presente por estos motores se encuentra acorde a la resolución 909 capítulo IV del año 2008 de ministerio de ambiente, vivienda y desarrollo territorial, la cual indica los estándares de emisión admisibles por contaminantes al aire para centrales térmicas con capacidad instalada igual o superior a 20 MW, ya mencionada en el inciso 3.6.3. Se tiene que el motor presenta una emisión de NOX entre 90 y 190 mg/Nm³. Este no presenta por el momento un valor registrado de emisión de CO₂.

6.5.2. Alternativa #2

Como alternativa #2 se cuenta con dos turbinas General Electric. Estas turbinas, de diferentes potencias y tamaños, requiere de medios de transporte, instalación y consideraciones diferentes para cada una. Con respecto a los tiempos de instalación, se tiene la ventaja que esta viene con configuración modular, en donde se encuentra incorporado la turbina, su generador correspondiente y sus conexiones listas para instalar tanto los equipos auxiliares necesarios, como la entrada de aire y salida de gases de escape. El sistema modular permite mayor facilidad de transporte. Todas estas ventajas con respecto al sistema modular, permite reducir los tiempos de instalación. Debido a que la alternativa cuenta con dos turbinas de diferente potencia, por ende, diferentes tamaños, las instalaciones no pueden ser repetidas, y deben ser específicas para cada una de estas. Debido a que se utilizan diferentes turbinas, los mantenimientos de ambas son diferentes, en cuanto a mantenimientos, repuestos, y personal capacitado. Esto mencionado, influye negativamente en los costos de operación. Por otro lado, estas turbinas de gas, al ser aeroderivadas, cuentan con altas eficiencias y flexibilidad de operación con respecto a las turbinas de carga pesada. Aun así, su eficiencia no es lo suficientemente mayor a la de los motores Wärtsilä, obteniendo así un CTE conjunto a carga máxima aproximadamente de 9100 Btu/kWh. La turbina no necesita de muchos equipos auxiliares, ya que no requieren sistema de lubricación y su enfriamiento es realizado

por medio de aire. Este tipo de turbinas aeroderivadas cuentan con tecnología de turbinas de avión adaptadas a funciones estacionarias. Debido a su tecnología, la cantidad de equipos auxiliares y el hecho que solo sean dos turbinas, hace de esta alternativa una muy prometedora. Por otro lado, el impacto ambiental de estas es menor comparado con los motores debido a su tecnología de combustión y su exceso de aire, disminuyendo así la posibilidad de generación de NOX, el cual se genera a altas temperaturas. Por lo tanto, esta alternativa cumple con la resolución 909, ya que presenta emanaciones de máximo 25 ppm de NOX, y 25 ppm de CO2.

6.5.3. Alternativa #3

Para la alternativa #3 se cuenta con una turbina LM6000 de General Electric. Esta, así mismo como las turbinas de la alternativa #2 viene modular y no requiere de muchos equipos auxiliares. Debido a que solo es una turbina, tiempos de mantenimiento, numero de repuestos en inventario, personal calificado para la operación de esta, y tiempos de instalación se ven reducidos. Aunque, por otro lado, el hecho de tener una sola turbina, al momento de su requerimiento de mantenimiento, la planta no estará disponible para despacho.

Debido a su tecnología, la turbina cuenta con alta eficiencia y flexibilidad de operación. Debido a esto, la turbina cuenta con un CTE de 8619 Btu/kWh, siendo menor que la alternativa #2, y mayor que la alternativa #1. Con respecto a esto, el precio de venta del kWh de esta alternativa es mayor para gas natural que la alternativa #1, pero equiparable para GLP. En comparación con la segunda alternativa, su precio se encuentra por debajo. Como ya fue mencionado anteriormente, el precio del kWh influye en la entrada de operación de planta, así mismo como su versatilidad de carga de potencia. Teniendo en cuenta el impacto ambiental generado por esta alternativa, esta cumple con la resolución 909, teniendo emanaciones de NOX y CO2 de 25 ppm y 89/150 respectivamente. Las turbinas General

Electric cuentan con tecnologías de combustión DLE las cuales permiten estos bajos niveles de contaminantes.

Teniendo en cuenta lo anteriormente planteado, se realiza una ponderación general que englobe la importancia de los criterios y la superioridad entre las alternativas con base a estos, para de esta forma lograr identificar la alternativa que cumple mayormente los requisitos expuestos.

Tabla 16. Ponderación global de cada alternativa

	Tiempo de instalación	Heat Rate	Impacto ambiental	Costo operacional	Costo de inversión	
A1	0,012	0,083	0,086	0,139	0,097	41,85%
A2	0,028	0,018	0,038	0,050	0,153	28,70%
A3	0,011	0,039	0,099	0,043	0,103	29,45%

7. Diseño Básico de la planta

7.1. Características del motor Wärtsilä 20V34SG

El motor Wärtsilä 20V34SG es un motor de 4 tiempos, inyección indirecta de gas y con turbo cargador. Este, presenta las siguientes características descritas en la siguiente tabla:

Tabla 17. Características del motor

Diámetro interior de cilindro	340 mm
Carrera	350 mm
Desplazamiento de pistón	36,3 l/cil
Numero de válvulas	2 válvulas de entrada, 2 válvulas de escape
Configuración de los cilindros	20 en V
Dirección de rotación	A pedido
Velocidad	750 rpm
Velocidad de pistón promedio	10 m/s

El set de generación W20V34SG, cuenta con las siguientes dimensiones y peso de acuerdo a lo descrito por (Ahngers, 2005) y recuperado en la siguiente imagen y tabla.

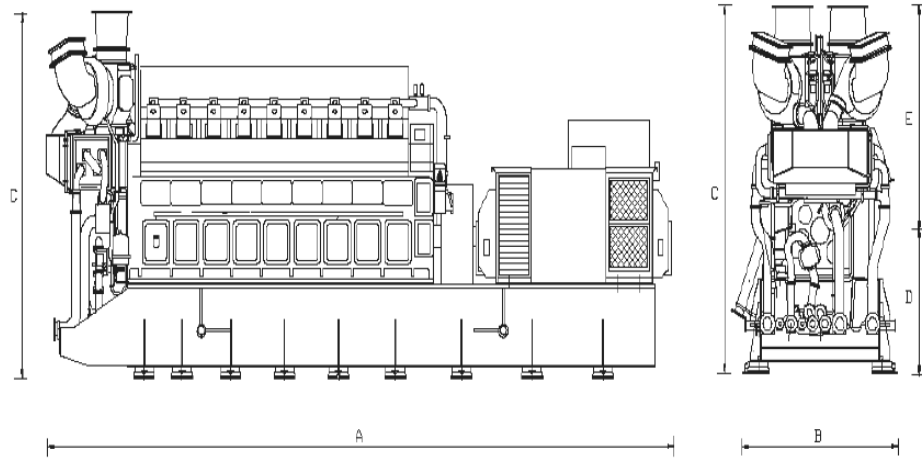


Figura 17. Imagen de referencia de medias del motor W20V34SG. Tomado de (Ahngers, 2005)

Tabla 18. Dimensiones en mm y peso en toneladas de paquete de generación. Tomado de (Ahngers, 2005)

	A	B	C	D	E	Peso de motor	Peso de paquete de generación
20V34SG	12666	3300	4909	1845	3064	76,4	137,5

7.2.Reducción de potencia de motor Wärtsilä 20V34SG

La rama de motores Wärtsilä 34SG presentan un comportamiento parecido de acuerdo a un informe presentado por (Haka, 2019). Estos presentan una reducción de potencia debido a parámetros como el poder calorífico inferior (PCI), el número de metano y la altura a la cual se ubica el motor (presión barométrica). Por lo que 3 factores de reducción, llamados así por (Haka, 2019), son K_{KNOCK} , K_{GA} , y K_{TC} .

7.2.1. Reducción debido a temperatura del aire y número de metano (K_{KNOCK})

Para esto, el autor realiza una curva dependiente de la temperatura del aire de entrada y el número de metano como es mostrado en la siguiente figura.

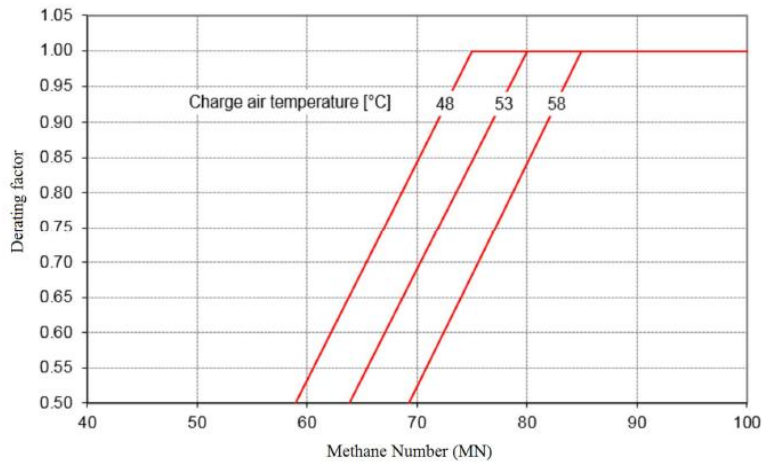


Figura 18. Curva de factor de reducción KNOCK. Tomado de (Haka, 2019).

En esta curva presenta el número de metano en el eje X, que, al unirse con la temperatura del aire, presenta el factor de reducción en el eje Y. En el caso actual, se tiene un número de metano de 96 para el gas natural a utilizar, el cual permite tener cualquier temperatura de entrada de aire. Así mismo, el motor admite aproximadamente un mínimo número de metano de 84, por lo que así se evidencia una alta flexibilidad en este ámbito. Para un numero de metano de 80, el cual es el límite entre un factor de reducción de 1 y un factor menor, se presenta la siguiente curva.

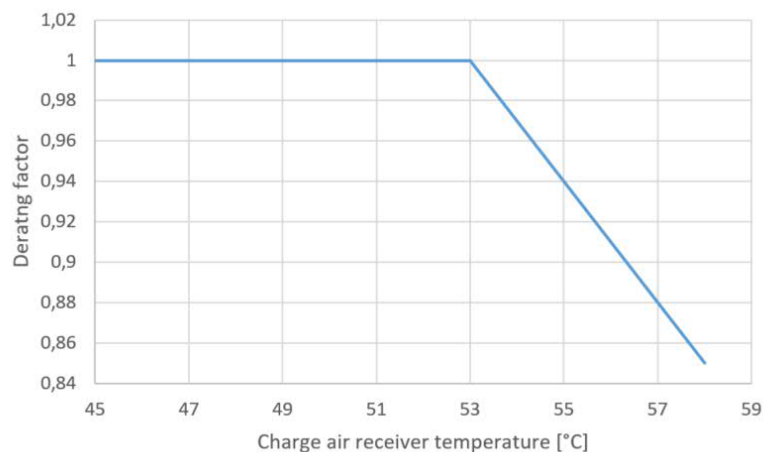


Figura 19. Curva de factor de reducción KNOCK para número de metano de 80. Tomado de (Haka, 2019).

7.2.2. Reducción de potencia debido al PCI y presión de entrada del combustible (K_{GAS})

La presión de entrada del combustible al sistema, es de gran importancia ya que debido a que una baja presión incurriría en que no se inyecte suficiente combustible y no pueda trabajar a su potencia nominal. Por otro lado, la presión depende del PCI (LHV por sus siglas en ingles), así controlando el flujo de combustible. En la siguiente figura se presenta la curva que describe este fenómeno.

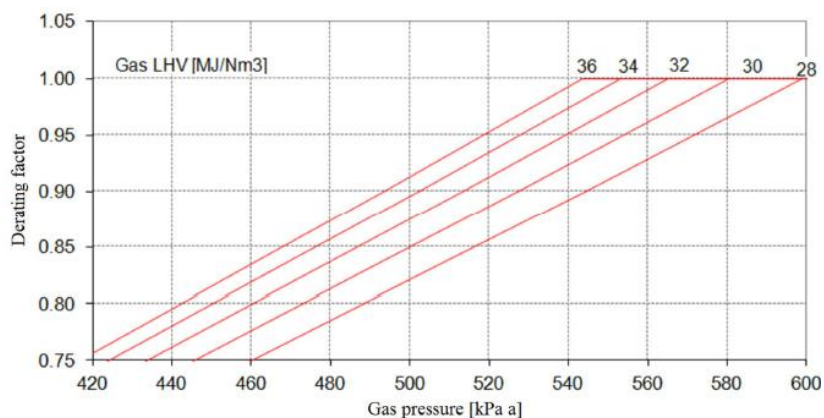


Figura 20. Curva de factor de reducción K_{GAS} . Tomado de (Haka, 2019)

Se logra evidenciar que para presiones mayores a 540 kPa, el PCI puede reducirse sin incurrir en problemas de funcionamiento del motor. Debido a la ubicación del proyecto, la tubería de gas natural proviene de Mamonal, la cual trabaja con presiones mínimas de 1700 kPa. Se recurre a una estación de regulación de presión con el fin de reducirla y optimizarla para el uso en el motor. ("BEO Información Operacional / Presiones efectivas sistema de transporte", 2019)

7.2.3. Reducción debido a presión ambiental y temperatura del aire de entrada (K_{TC})

De acuerdo a lo planteado por (Haka, 2019), el funcionamiento de un motor con turbo cargador se ve afectado tanto por la presión atmosférica como por la temperatura ambiente,

debido a un decrecimiento en la densidad del aire a mayor altitud. El motor Wärtsilä 20V34SG, es un motor que incorpora el sistema de turbo cargador. La siguiente figura muestra la curva de rendimiento del motor ante este factor.

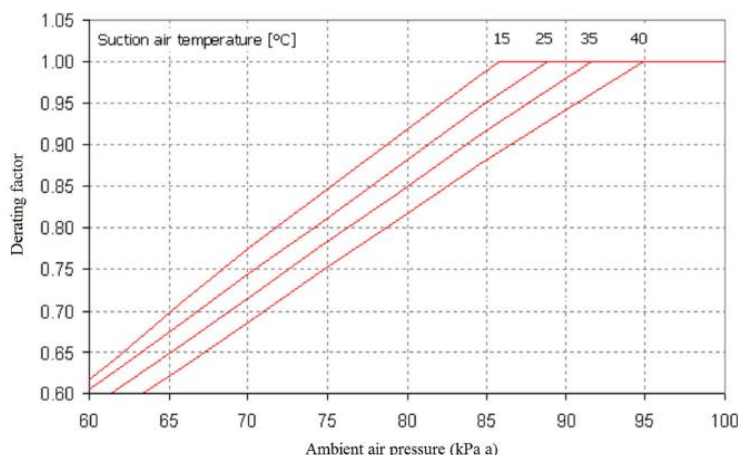


Figura 21. Curva del factor de reducción KTC. Tomado de (Haka, 2019).

En el caso específico tratado, como ya se dato en las condiciones ambientales de la ubicación de la planta termoeléctrica, el motor no presentara ninguna reducción ante estos factores.

Por otro lado, el motor existe la posibilidad de que presente reducción de potencia debido a otros factores debido a problemas en el sistema de control, o debido a la instalación de este.

7.3.Diseño, tratamiento, e instalación de tuberías.

(Marine Engines, 2019) muestra diferentes recomendaciones para tuberías principales del paquete de generación. Entre estas, incluye recomendaciones para tuberías de gas, aceites de lubricación, aire y aguas de enfriamiento. Entre esto, se menciona materiales de tubería recomendadas y velocidades máximas de acuerdo al tipo de fluido que se trabaje. Esto se detalla en la siguiente tabla.

Tabla 19. Materiales y velocidades máximas de fluidos en tubería. Tomado de (Marine Engines, 2019).

TUBERÍA	MATERIAL DE TUBERÍA	VELOCIDAD MÁXIMA [M/S]
TUBERÍAS DE GAS NATURAL	Acero inoxidable / Acero al carbono	20
TUBERÍA DE ACEITE DE LUBRICACIÓN	Acero negro	1,5
TUBERÍA DE AGUA FRESCA	Acero negro	2,5

Por otro lado, para dimensionamiento de tuberías, se debe tener en cuenta las siguientes recomendaciones dadas por (Marine Engines, 2019).

El material de tubería y su resistencia a la corrosión y/o erosión.

Perdidas de presión permisibles en el tramo vs cabeza de bomba.

NPSH de bombas.

Para tuberías pequeñas, es recomendable velocidades un poco menores a las de tuberías grandes.

La normativa DNV debe ser utilizada para el diseño de tuberías, manufactura e instalación de estas. Por otro lado, las normas API para diseño de tuberías de GLP.

7.3.1. Sistema de combustible

Se tiene en cuenta las especificaciones del gas para el motor y las condiciones de entrada de este, y por otro lado se evalúa así mismo los requerimientos con fines de almacenar y utilizar de forma correcta el GLP.

7.3.1.1. Sistema de entrada de gas natural

La guía de producto de la serie Wärtsilä 34DF (Marine Engines, 2019), indica las siguientes especificaciones para el gas natural a utilizar.

Tabla 20. Especificaciones Gas Natural. Tomado de (Marine Engines, 2019).

CARACTERISTICA	UNIDAD	VALOR
Poder calorifico inferior (pci), min	MJ/Nm ³	24
Numero de metano (mn), min	-	70
Metano (ch ₄), min	% volumen	70
Ácido sulfhídrico (h ₂ s), max	% volumen	0,05
Hidrogeno (h ₂), max	% volumen	3
Contenido de aceites	mg/Nm ³	0,01
Amoníaco	mg/Nm ³	25
Cloro + flúor	mg/Nm ³	50
Particulas o solidos a la entrada del motor, max	mg/Nm ³	50
Particulas o solidos a la entrada del motor, tamaño max	μm	5
Temperatura del gas de entrada	°C	0 - 50

Agua o hidrocarburos condensados no estan permitidos a la entrada del motor

7.3.1.2.Subsistema GLP

El subsistema de GLP está comprendido por 2 elementos importantes para el uso de este combustible. Estos elementos consisten de su almacenamiento, el cual se realizará en tanques en estado líquido, donde posteriormente para el uso de este, deberá ser vaporizado.

El volumen almacenado de GLP debe ser lo suficientemente grande para autoabastecer por 5 días a la planta sin reabastecimiento. Se detalla en la siguiente tabla las características principales de este subsistema.

Tabla 21. Características del sistema de almacenamiento de GLP

CARACTERISTICA	CANTIDAD	UNIDADES
Volumen de glp almacenado	497.512	galones
Numero de tanques	5	-
Volumen de tanque c/u	112.000	litros
Presión de tanques máxima	250	psi

Para poder obtener el volumen de GLP almacenado, se tiene en cuenta el consumo térmico específico del motor en condición ISO y la capacidad máxima este al funcionar con GLP. Según lo datado por Wärtsilä en una presentación a la WLPGA, el motor presenta una carga ISO de 7 MW y una eficiencia menor a 42% (Narayan, 2016).

Tabla 22. Funcionamiento de motor Wärtsilä 20V34SG en GLP (Narayan, 2016).

	POTENCIA IDEAL APORTADA [KW]	CONSUMO TÉRMICO ESPECIFICO [BTU/KWH]	LHV COMBUSTIBLE [BTU/GAL]	ALMACENAMIENTO COMBUSTIBLE DE 5 DIAS [GAL]
MOTOR WÄRTSILÄ 20V34SG	7.000	8.571	86.832	82.918
TOTAL	42.000	8.571	86.832	497.512

Por otro lado, el volumen unitario de cada tanque se da con respecto al diseño de detalle, el cual es presentado posteriormente y aclarado, en donde la norma indica un nivel máximo de llenado de acuerdo al volumen del tanque. Ante esto, se obtiene que el volumen máximo de llenado es de 89% del volumen del tanque, por lo que en este punto se asume que el tanque tendrá un 12% adicional del volumen de GLP a almacenar. Posteriormente se realiza corrección de estos valores.

El motor Wärtsilä 20V34SG tiene como característica que el GLP debe entrar en estado gaseoso para poder ser utilizado, a diferencia de los motores dual 20V34DF, en donde el combustible entra atomizado. Para esto, se utiliza un sistema de vaporización redundante, el cual consiste de dos “*AQUAVAIRE™ Horizontal Gas-Fired Waterbath Vaporizer Q4400H*”. El sistema de vaporización tiene los siguientes puntos de operación nominal.

Tabla 23. Condiciones nominales de sistema de vaporización

CARACTERISTICA	CANTIDAD	UNIDADES
Numero de vaporizadores	2	-
Presión de entrada	250	Psi
Flujo liquido de entrada	4.146	Gal/hr
Flujo gaseoso de salida	150.873	Scfh

El vaporizador mencionado anteriormente, es caracterizado en la siguiente tabla:

Tabla 24. Caracterización vaporizador “*AQUAVAIRE™ Horizontal Gas-Fired Waterbath Vaporizer Q4400H*” (Aquavaire Horizontal Waterbath Vaporizer Models: Q1650H through Q15000H, 2009)

DESCRIPCIÓN	UNIDADES	VALOR
Capacidad de vaporización	kg/hr	8.450

Capacidad nominal	US Gal/hr	4.400
Presión de diseño de i.c	psi	250
Entrada de combustible en quemador	MMBtu/hr	4,99
Dimensiones (l*h*w)	mm	7340,6*2438,4*2006,6

7.4.Sistema de aire comprimido

El sistema de aire comprimido es vital para el arranque del motor y para proveer de energía de accionamiento para equipos de seguridad y control. Este aire debe estar libre de partículas sólidas y aceites para poder ser utilizado.

(Marine Engines, 2019) recomienda la siguiente calidad de aire y sus instrumentos para el uso.

Tabla 25. Calidad del aire para arranque del motor

PRESIÓN DE DISEÑO	1MPa (10BAR)
Presión nominal	0,7MPa (7bar)
Temperatura de rocío	+3°C
Contenido de aceites máximo	1 mg/m ³
Tamaño de partícula máximo	3 μ m
Consumo	Aprox. 5,5 Nm ³ /hr

Todos los motores de la serie 34SG, independiente del número de cilindros, son arrancados por medio de aire comprimido a 3MPa. Esto se realiza por medio de inyección directa de aire a los cilindros por medio de válvulas de arranque ubicadas en la cabeza de los cilindros. Estas pueden ser accionadas manual o electrónicamente. Este sistema funciona sin la inyección de combustible. El giro lento no puede ser realizado si el motor fue utilizado 30 minutos antes.

Se tiene dos tipos de giro lento:

- Giro lento automático y periódico:

Velocidad: 10 a 20 rpm

Duración: 2 revoluciones

Periodo: 0,5 h – 1 h – 3 h – 6 h – 12 h – 24 h Siendo 24 h el intervalo más largo.

- Giro lento previo al arranque:

Velocidad: 10 a 20 rpm

Duración: 2 revoluciones

Periodo: Iniciado previo al arranque. De 10 a 20 segundo previo al arranque.

El arranque lento es bloqueado si en un tiempo de 60 segundos no se ha completado las dos revoluciones. Normalmente la secuencia de arranque lento con un motor precalentado se tarda entre 8 – 12 segundos. Como ya fue mencionado, el arranque lento no se llevará a cabo si el motor fue utilizado 30 minutos antes. Por otro lado, si se llega a detectar liquido en el cilindro, el arranque es cancelado.

7.4.1. Tanque de aire comprimido

Los tanques de aire comprimido deben ser dimensionados para una presión nominal de 3 MPa. Al momento de hacer el cálculo de volumen del tanque, es recomendado usar una mínima presión de aire de 1,8 MPa. Los tanques deben incluir una válvula para la extracción de condensado.

El volumen del tanque de aire comprimido puede calcularse mediante la siguiente formula:

$$V_T = \frac{P_E * V_E}{P_{Rmax} - P_{Rmin}}$$

Donde:

P_E : Presión barométrica normal (condición NTP) = 0,1 MPa

V_E : Volumen de aire consumido por arranque [Nm^3]

P_R : Presión de aire de arranque máxima (3 MPa), mínima (1,8 MPa)

De acuerdo a (Marine Engines, 2019) el volumen de aire consumido por arranque es de 11,2 Nm^3 . Por lo que se obtiene el siguiente volumen de tanque.

$$V_T = \frac{0,1 \text{ MPa} * 11,2 \text{ Nm}^3}{3 \text{ MPa} - 1,8 \text{ MPa}}$$

$$V_T = 0.93m^3 = 930 \text{ litros}$$

Este volumen de tanque se da para 1 motor, por lo que 5 tanques adicionales son requeridos. Así mismo, se recomienda las siguientes dimensiones aproximadas por tanque de acuerdo a un volumen específico.

Tabla 26. Dimensiones y peso aproximados por volumen de tanque. Tomado de (Marine Engines, 2019)

Volumen [Litros]	Dimensiones [mm]				Peso [kg]
	L1	L2	L3	D	
250	1767	243	110	480	274
500	3204	243	133	480	450
710	2740	255	133	650	625
1000	3560	255	133	650	810

En la siguiente imagen, se ilustra las correspondientes medidas de la tabla anterior.

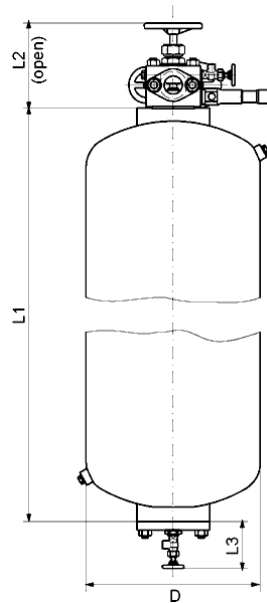


Figura 22. dimensiones para tanque de aire comprimido. Tomado de (Marine Engines, 2019).

7.5.Sistema de agua de enfriamiento

El agua fresca a utilizar debe cumplir con ciertas especificaciones con el fin de garantizar reducir la corrosión en los diferentes componentes y procesos que involucren esta. En la siguiente tabla se resume estas especificaciones

Tabla 27.Calidad de agua recomendada por (Marine Engines, 2019).

pH	min. 6,5...8,5
Dureza	máx. 10 °dH
Cloruros	máx. 80 mg/L
Sulfatos	máx. 150 mg/L
Contenido de Etilenglicol	máx. 60%

7.6.Sistema de lubricación

De acuerdo a (Instruction Manual, 2018), el sistema de aceite tiene los siguientes requerimientos de calidad:

- Viscosidad SAE 40
- Índice de viscosidad mínimo de 95

- Nivel de alcalinidad (BN): Aceites lubricantes con BN de 4 – 7 mg KOH/g deben ser usados.
- Cenizas sulfatadas con nivel máximo de 0,6% w/w.

Se presenta de igual formas aceites avalados por su calidad para la serie Wärtsilä 34SG:

Tabla 28. Aceites recomendados para uso en motores Wärtsilä serie 34SG. Tomado de (Instruction Manual, 2018)

Proveedor	Marca	Viscosidad	BN	Cenizas sulfatadas (w-%)
BP	Energas NGL	SAE 40	4,5	0,45
Castrol	Duratec L	SAE 40	4,5	0,45
Chevron Texaco	Geotex LA	SAE 40	5,2	0,45
ExxonMobil	Pegasus 705	SAE 40	5,3	0,49
	Pegasus 805	SAE 40	6,2	0,5
	Pegasus 905	SAE 40	6,2	0,49
	Pegasus 1	SAE 40	6,5	0,49
Petro-Canada	Sentinel 445	SAE 40	4,7	0,40
Shell	Mysella LA 40	SAE 40	5,2	0,45
Total	Nateria X 405	SAE 40	5,2	0,45

7.7. Sistema de aire de combustión

Para el cálculo del flujo de aire de combustión, se realiza un análisis de combustión, en donde de acuerdo al consumo térmico específico, y la potencia del motor, se procede a obtener el consumo de combustible nominal por medio de la siguiente formula.

$$CTE \left[\frac{Btu}{kWh} \right] = \frac{PCI \left[\frac{Btu}{scf} \right] * \dot{Q}_{comb}[scfh]}{Pot [KW]}$$

De la formula anterior, se despeja el flujo de combustible y posteriormente se convierte en flujo másico. De acuerdo a fichas técnicas del motor, se obtiene el flujo de gases de escape, por lo que el flujo de aire se convierte en una simple resta matemática de flujo de gases de escape menos el flujo de combustible. Se resume en la siguiente tabla los datos iniciales y resultados obtenidos para el cálculo del flujo másico de aire.

Tabla 29. Análisis de combustión de motor Wärtsilä 20V34SG

	VALOR	UNIDADES
DATOS INICIALES		
PCI Gas Natural	904,67	Btu/scf
CTE Motor	9340	Btu/kWh
Potencia	7373	kW
Flujo de gases de escape	13,11	kg/s
RESULTADOS		
Flujo de combustible	76121,34	scfh
Flujo de combustible	0,41	kg/s
Flujo másico de aire	12,70	kg/s
Relación aire/combustible	30,63	-
Dosado relativo	1,79	-

7.8.Puntos de operación recomendados

La serie 34SG presenta puntos de operación muy parecidos entre sí, permitiéndole una escalabilidad al momento de agregarle más cilindros al motor. Para estos puntos de operación existen ya valores normales registrados por muchas horas de operación, así mismo como límites de alarma, y preferiblemente de parada. La siguiente tabla resume estos puntos de operación de acuerdo a (Instruction Manual, 2018).

Tabla 30. Puntos de operación recomendados por (Instruction Manual, 2018)

	Valores Normales	Límites de alarma
Carga	100%	30 - 100%
Temperaturas °C		
Aceite de lubricación antes del motor	62-70	80
Aceite de lubricación después del motor	10 - 13	-
Agua de AT después del motor	91 - 100	105
Agua de AT antes del motor	5 - 8	-
Agua de AT en el turbo cargador	8 - 12	15
Agua de BT antes del motor	28 - 38	-
Aire de carga	40 - 60	80
Gases de escape después del cilindro	550	580
Presión manométrica (bar)		
Aceite de lubricación antes del motor a una velocidad de 600 RPM	3,5	2,5
720 RPM - 750 RPM	4,5 - 5,5	2,5
Agua AT/BT antes de bomba de AT/BT (estática)	0,7 - 1,5	-
Agua de AT antes del motor	2,2 - 4,8	2,0

Agua de BT antes del enfriador de aire	2,2 - 4,4	2,0
Combustible antes del motor	3	-
Aire de arranque	máx. 10,3	-

7.9.Bomba de llenado de tanques de almacenamiento

Para la estimación de los parámetros a utilizar en la selección de bombas realizada en el proceso de llenado de tanques de almacenamiento de GLP se consideró un tiempo estimado de vaciado para el tanque cisterna de 25 minutos y utilizando los datos presentados en el catálogo de cisternas para transportar GLP fue posible estimar el caudal, además de también utilizar un estimado de la presión del tanque para así, con la presión de vapor de GLP que tendrá el tanque de almacenamiento poder calcular la diferencia de presión de la bomba a utilizar.

Para la selección de bomba de GLP se tuvo en cuenta el procedimiento ejemplificado en el catálogo de bombas de GLP de Sterling SIHI, el cual sugiere utilizar un rango de 20% a 50% mayor al flujo requerido debido a fluctuaciones en la presión gracias a los cambios de temperatura en el GLP y al desgaste de la bomba. Utilizando todos los datos anteriormente mencionados, mostrados en la tabla siguiente y las curvas de bombas del catálogo de bombas de GLP de Sterling SIHI mostrados en la figuras siguientes, se escoge el modelo UEAA 10002 de bomba de GLP.

Tabla 31. Condiciones de flujo de GLP de camión cisterna.

Volumen Camión (m3)	Tiempo de vaciado (min)	Flujo requerido (m3/h)	Presión Camión (bar)	Presión Tanque (bar)	Presión diferencial (bar)	Flujo mínimo (m3/h)	Flujo máximo (m3/h)
48	25	115,2	15	17,24	2,24	138,24	172,8

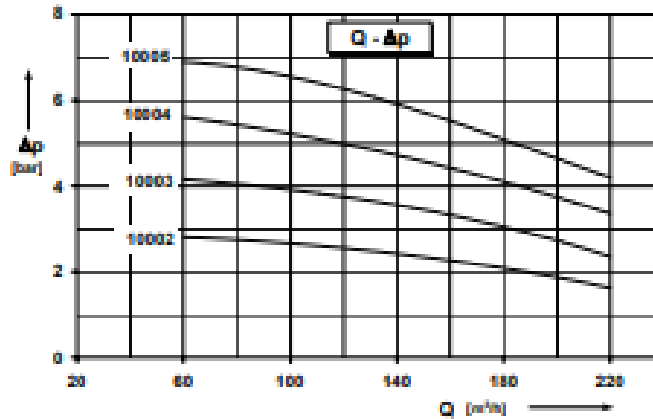


Figura 23. Grafica para bombas de GLP por caudal vs presión diferencial.

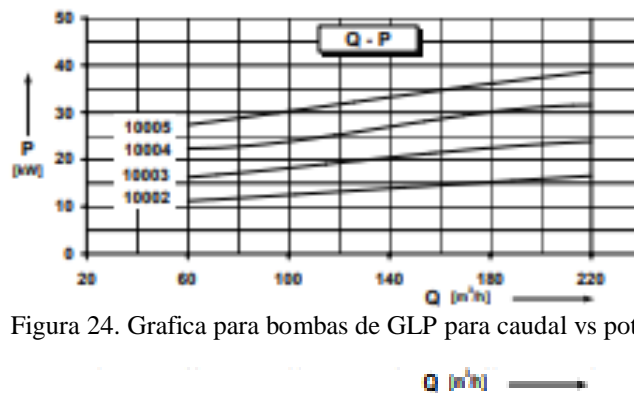


Figura 24. Grafica para bombas de GLP para caudal vs potencia.

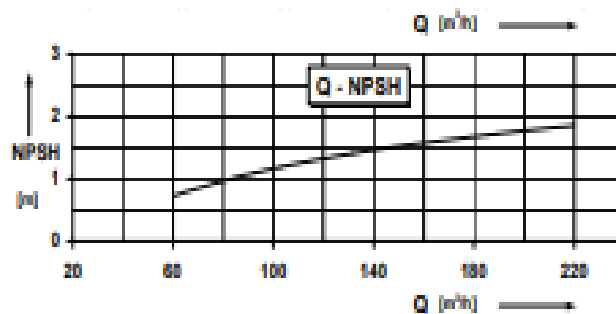


Figura 25. Grafica para bombas de GLP para caudal vs NPSH.

Por otro lado, también es muy importante considerar que al manejar GLP se debe de tener en cuenta que es una sustancia altamente inflamable y las fugas de esta sustancia son altamente peligrosas para la seguridad de la empresa, por ende, un sello mecánico para la bomba también debe de ser escogido con ella. En el catálogo de bombas de GLP de Sterling SIHI recomiendan un sello Sterling standard balanced mechanical for 40 bar para la bomba seleccionada UEAA 10002 asegurando que cumpla el objetivo de mantener el sistema sin fugas de GLP.

De las gráficas del catálogo de bombas de GLP de Sterling SIHI mostrados en la Figura 24 y la Figura 25 es posible obtener la potencia consumida de la bomba y el NPSH requerido para la misma, para así tener todos los parámetros de la bomba importantes para el proceso, los cuales son mostrados en la tabla siguiente.

Tabla 32. UEAA 10002

Flujo entregado (m ³ /h)	Potencia (kW)	NPSH (m)
160	14	1,6

7.10. Sistema de control

Con el fin de presentar de manera clara y técnica los diagramas de instrumentación y control (P&ID) que muestran los procesos de control de las operaciones más importantes de la planta se tuvo en cuenta utilizar la norma PIP, que establece una simbología estándar para los equipos utilizados en estos diagramas, así como la correcta representación de las líneas de procesos utilizados en los mismos. Hay que tener en cuenta también que para el accionamiento de las válvulas de control es necesaria una línea de aire comprimido, la cual es señalada según la norma anteriormente mencionada.

7.10.1. P&ID de los tanques de almacenamiento de GLP

Para el sistema de control de los tanques de almacenamiento de GLP se tuvo en cuenta que en estos se debe de mantener cierta presión constante con el motivo de asegurar que el GLP siempre se encuentre en estado líquido, por esta razón un lazo de control de presión es utilizado por medio de unas válvulas de control las cuales manipulan el flujo del GLP para mantener una presión constante. Además, el nivel y la temperatura también son variables monitoreadas debido a la relación directa que tienen estas con la presión del tanque. El P&ID de este lazo de control es mostrado en la figura siguiente.

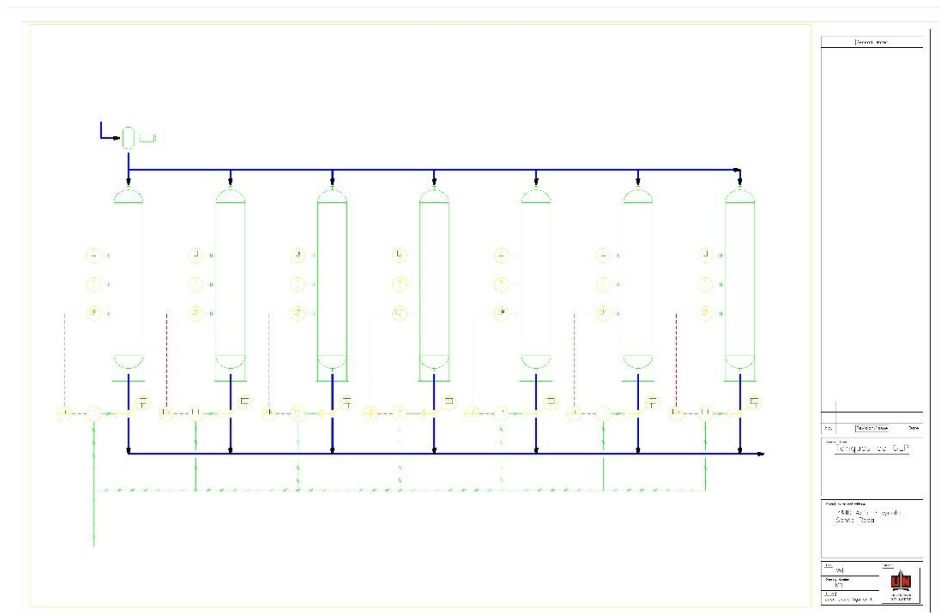


Figura 26. P&ID sistema de control de los tanques de almacenamiento de GLP

7.10.2. P&ID de los vaporizadores de GLP

En el sistema de control para el vaporizador se tuvo en cuenta el flujo de agua caliente al mismo, así como el flujo de GLP el cual varía según la demanda de combustible, siendo así dos lazos de control necesarios para poder controlar todas las variables importantes del sistema. Para el flujo de agua fue requerida una bomba la cual aumenta o disminuye el caudal dependiendo de la temperatura de esta. Para el flujo de combustible se utilizó una válvula de control de flujo que manipula el flujo de GLP líquido teniendo en cuenta el flujo de GLP requerido y el flujo de GLP en estado gaseoso que sale del vaporizador. Este lazo es presentado en la figura siguiente.

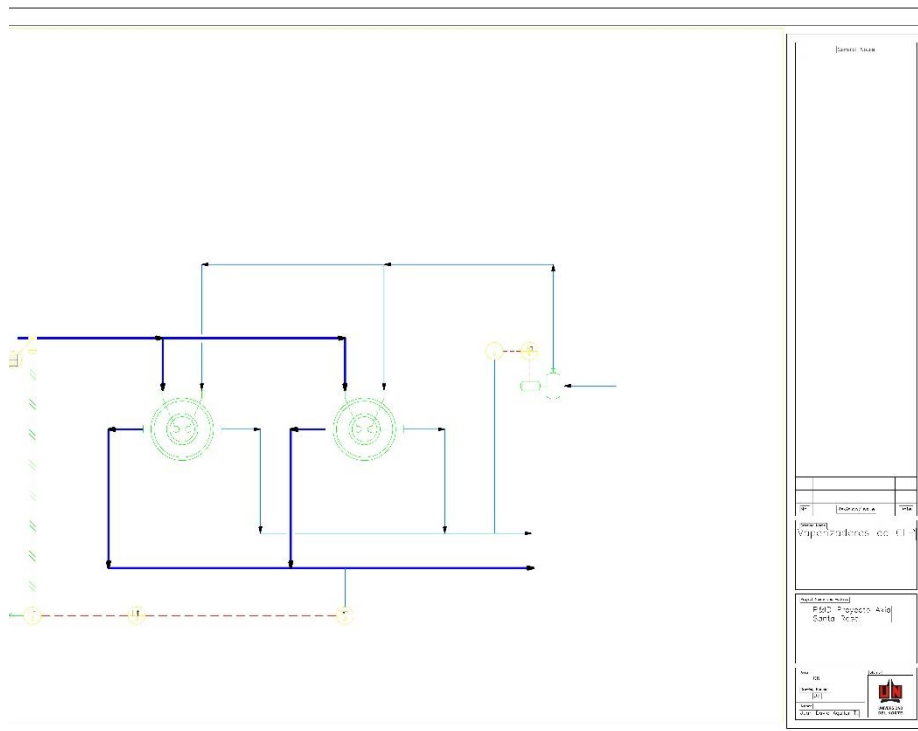


Figura 27. P&ID de los vaporizadores de GLP.

7.10.3. P&ID de motores

En el caso de los motores de combustión de gas y GLP se consideraron lazos de control para los subsistemas correspondientes de recirculación de aceite lubricante y de agua de refrigeración. Para el control del flujo de agua de refrigeración se utilizó una bomba que regulaba el flujo que pasaba por el motor de acuerdo a la temperatura de salida del agua de este y haciendo pasar el agua antes por un sistema de radiadores que se encarga de bajar la temperatura del agua de entrada al motor. Para el sistema de control del aceite de lubricación del motor se utilizó una bomba que mantiene el flujo de aceite en un valor constante para que así siempre este trabajando en buenas condiciones de operación el motor. Estos lazos de control son presentados en la figura siguiente.

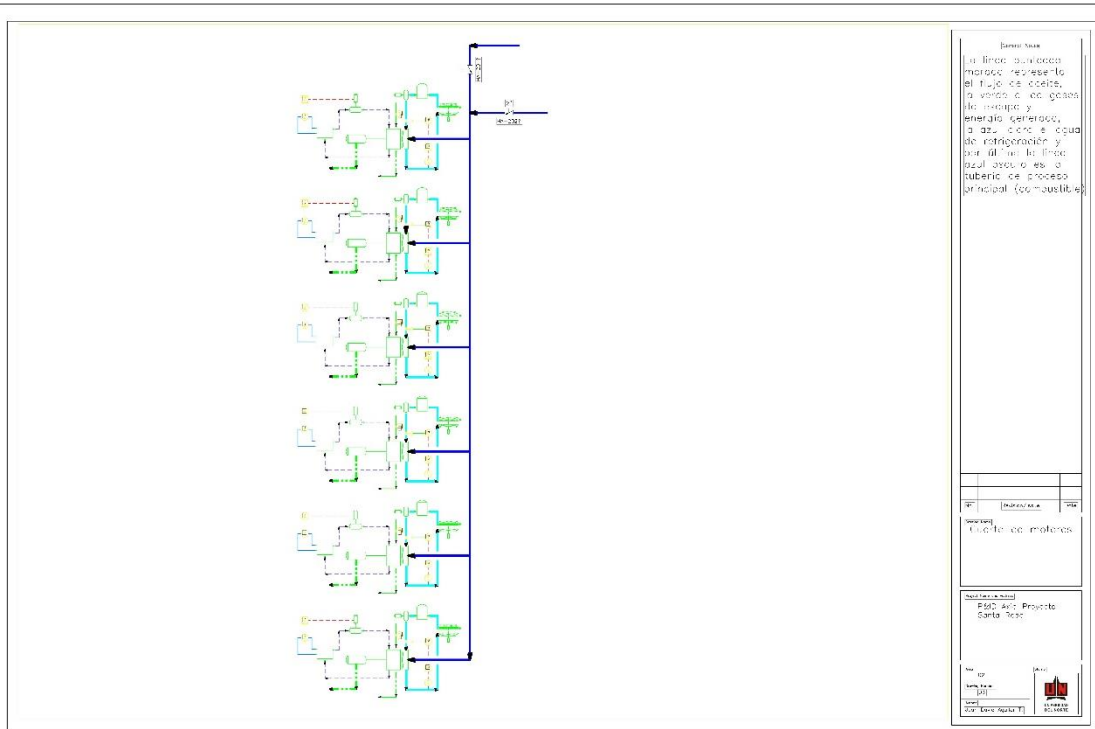


Figura 28. P&ID de los motores de combustión.

7.11. Distribución de la planta

Para la distribución de la planta se tomaron en cuenta las especificaciones presentadas en la norma API 2510, la cual establece distancias que se deben de cumplir para mantener la seguridad en las instalaciones donde trabajan con GLP, abarcando estas las distancias entre tanques de GLP con respecto a; motores o subestaciones (50 pies), otros tanques verticales (el mayor entre 5 pies ó el diámetro del tanque mayor entre 2), otros tanques horizontales (el mayor entre 5 pies ó tres veces el diámetro del tanque mayor entre 2), edificios que no tienen que ver con el GLP (100 pies), elementos rotativos (50 pies) y bombas de GLP (10 pies). Además de tener en cuenta esta norma un requerimiento del proyecto muy importante que también se tuvo como consideración fue el ahorro del espacio debido a la proyección que tiene la empresa a expandir la planta en un futuro, llevándonos así a una distribución de la planta más compacta. La vista superior de la planta acotada en el área de trabajo escogido por la empresa se muestra en la figura siguiente.

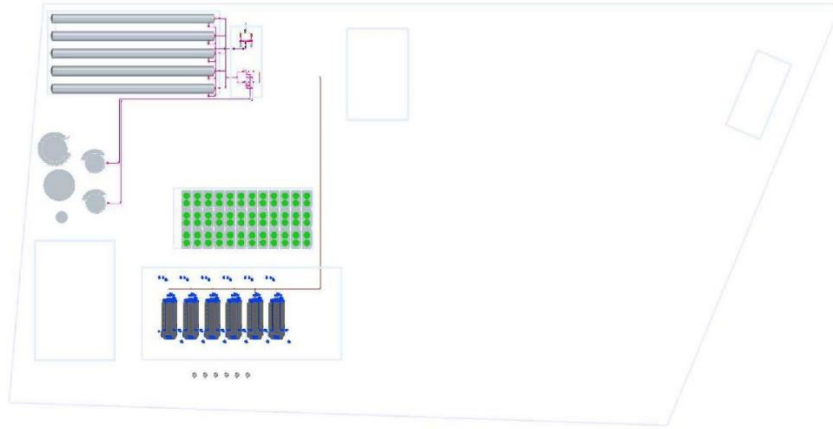


Figura 29. Vista superior de la planta de Axia.

Además de las consideraciones anteriormente presentadas también se optó por crear un a distribución en tres dimensiones con el fin de aproximarse a una mejor localización espacial de la planta y de los subsistemas de esta, además de brindar mayor facilidad de ver el proyecto de manera real, utilizando medidas dentro de rangos realistas y aproximados a los requeridos por el sistema. De lo anterior se tienen las imágenes mostradas en la Figura 30, que muestra la distribución de la planta en tres dimensiones en perspectiva isométrica. También de la Figura 31, que contiene los tanques de almacenamiento de GLP además de mostrar las tuberías de los mismos, el sistema de llenado con sus bombas y también el sistema de vaporización de GLP. La Figura 32, que presenta los tanques verticales, los cuales consisten en dos tanques para la vaporización del GLP, dos tanques para el sistema contra incendios y un tanque de aceite para el recambio de aceite de los motores. En la Figura 33 es posible ver el sistema de radiadores que serán utilizados para enfriar el agua de refrigeración de los motores, los cuales requieren 6 radiadores cada uno, haciendo un total de 36 radiadores. Por último, en la Figura 34 se pueden ver el cuarto de motores a utilizar, siendo en total 6, además

de las chimeneas, las cuales están distribuidas para ser una para cada motor y al fondo es posible notar el cuarto de control que también tendrá otra sala donde se encontrará la sala de compresores para el arranque de los motores y el accionamiento de las válvulas de control.

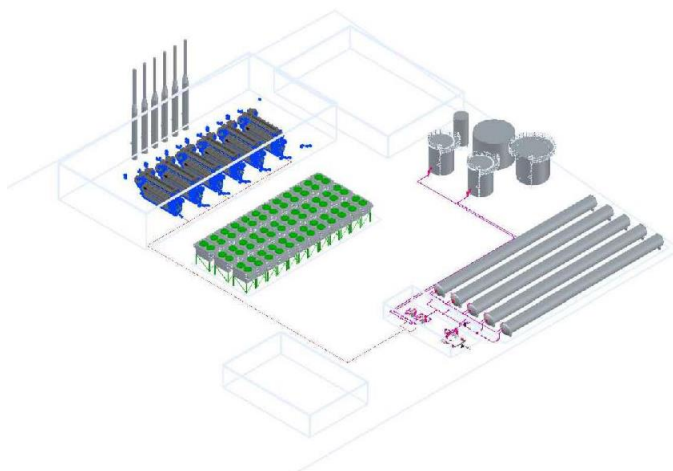


Figura 30. Planta de Axia 3D en perspectiva isométrica.

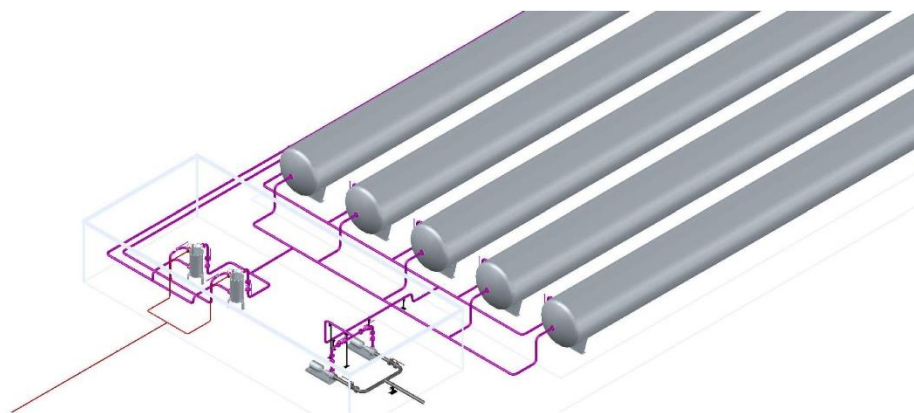


Figura 31. Tanques de GLP con sistema de llenado y de vaporización de GLP.

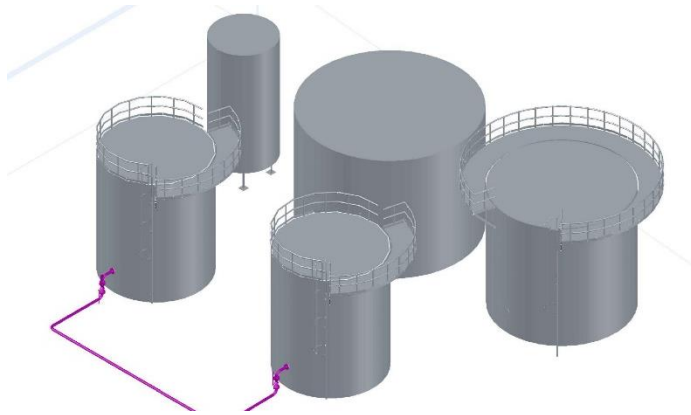


Figura 32. Tanques verticales de la planta.

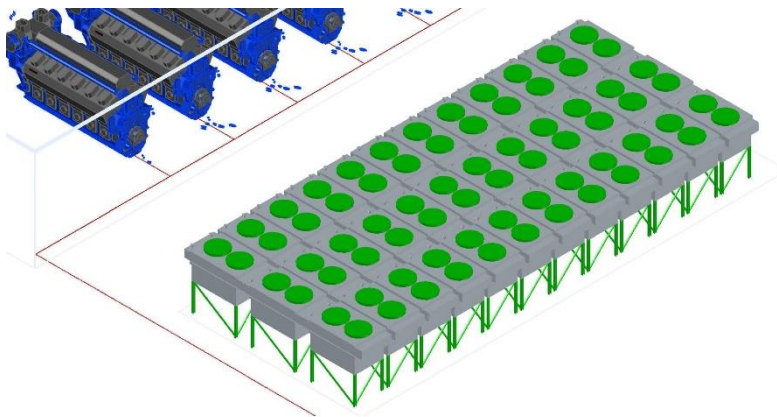


Figura 33. Radiadores para refrigeración del motor.

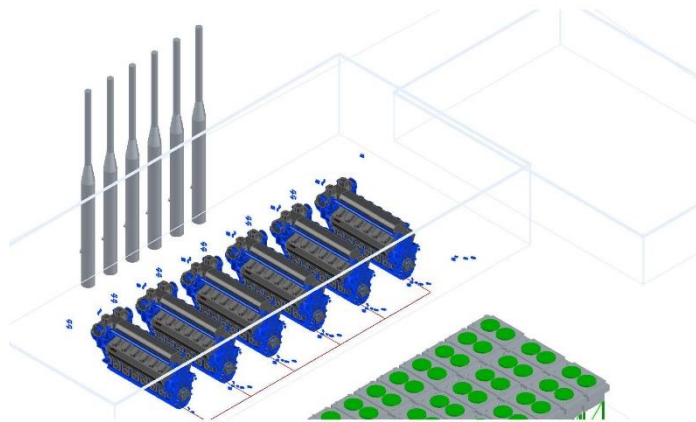


Figura 34. Motores de combustión, chimeneas y cuarto de control y compresión.

8. Diseño básico de tanque de almacenamiento

8.1. Análisis dimensional

La planta debe tener una capacidad instalada de almacenamiento de 500000 galones, para lo que se pone a disposición 5 tanques de 120000 galones en disposición horizontal, lo anterior es base a la norma NTC 3853-1 que no permite tanques de mayor tamaño para este tipo de usos. Para poder suplir esta cantidad, se propone un tanque cilíndrico con cabezas semiesféricas, con diámetro de 3500 mm y largo de 45000mm.

Para determinar el espesor del tanque y la cabeza se recurre a la norma ASME Pressure Vessel and Boilers Code Division I and II (PVBC), la cual expresa que si la presión de diseño es menor a $0.385SE$, (S = máximo esfuerzo permisible, E = eficiencia de la junta), el espesor del cuerpo del tanque es igual a:

$$t = \frac{PR_o}{SE + 0.4P}$$

Para la cabeza semiesférica es:

$$t = \frac{PR_o}{2SE + 0.8P}$$

Evaluando con los parámetros citados, se obtiene:

Tabla 33. Parámetros de evaluación para determinar espesor del tanque

Medidas del tanque (m)	Diámetro externo	3.5
	Largo	45
Volúmenes (m3)	Volumen longitudinal	432.95
	Volumen de cabeza	22.45
	Volumen total	455.4
Parametros de diseño	Presión (MPa)	2.07
	Eficiencia de junta circunferencial	0.85
	Material	SA 516 Gr 70
	Esfuerzo máximo permisible (Mpa)	138

Espesor del tanque : t (mm)	30,7
Espesor de la cabezas: th (mm)	15,3

8.2. Dimensionamiento de accesorios del tanque

8.2.1. Entrada de hombre

En primera medida se calculan las diferentes longitudes efectivas que están involucradas en el dimensionamiento de la entrada de hombre, además, en el cálculo del área total para el análisis de esfuerzos:

Longitud efectiva de la entrada de hombre en la pared tanque:

$$LR = 8t$$

Longitud efectiva de la entrada de hombre en la pared exterior del tanque

$$LH = \min(LH_1, LH_2, LH_3)$$

$$LH_1 = t + 0.78\sqrt{R_n t_n}$$

$$LH_2 = Lp_1 + t$$

$$LH_3 = 8(t - t_e)$$

Longitud efectiva de la entrada de hombre en la pared interior del tanque

$$LI = \min(LI_1, LI_2, LI_3)$$

$$LI_1 = 0.78\sqrt{R_n t_n}$$

$$LI_2 = Lp_2$$

$$LI_3 = 8(t - t_e)$$

Determinadas todas las longitudes anteriores, se calculan las áreas que intervienen en el proceso

Área contribuida por el cuerpo del tanque

$$A_1 = t * LR * \max\left(\frac{\lambda}{4}, 1\right)$$

Donde:

$$\lambda = \max\left(10, \frac{d_n + t_n}{\sqrt{(D_i + t_{eff})t_{eff}}}\right)$$

$$t_{eff} = t$$

$$\text{si } t_e \geq 0,5t \text{ y } w \geq 8(t + t_e)$$

$$t_{eff} = t + t_e$$

Área contribuida por la proyección hacía fuera de la entrada de hombre

$$A_2 = t_n LH$$

Área contribuida por la proyección hacía dentro de la entrada de hombre

$$A_3 = t_n LI$$

Área contribuida por la soldadura de filete entre el cuello de la boquilla y la placa de refuerzo

$$A_{41} = 0.5L_{41}^2$$

Área contribuida por la soldadura de filete entre la placa de refuerzo y el tanque

$$A_{42} = 0.5L_{42}^2$$

Área contribuida por el platillo de refuerzo

$$A_5 = \min(t_e * w, LR * t_e)$$

Área total

$$A_T = \sum A_i$$

Datos para la sección 8.2.1:

Tabla 34. Variables para dimensionar entrada de hombre

Categoría	Variable	Descripción	Valor
Dimensiones y material	Rn (mm)	Radio interno de la entrada de hombre	317,5
	tn (mm)	Espesor de la entrada	5,66
	te (mm)	Espesor de plato de refuerzo	12,7
	lp1 (mm)	Proyección hacia fuera del cuello de la entrada de hombre	200
	l41 (mm)	Ancho de la soldadura filete entre cuello y plato de refuerzo	12,7
	W (mm)	Radio de plato de refuerzo	423,16
	Material	Material de la entrada de hombre	Acero sa106
	Máximo esfuerzo permisible (Mpa)	Para acero seleccionado	117,3
	Eficiencia de junta		1
Longitudes de refuerzo (mm)	LR	Longitud efectiva de la pared del tanque	245,33
	LH	Longitud efectiva de la boquilla por fuera de la pared del tanque	63,73
	LI	Longitud efectiva de la boquilla dentro de la pared del tanque	33,07
Áreas (mm ²)	A1		18807,93
	A2		360,72
	A3		187,15
	A41		80,65
	A5		3115,65
	AT		22591,62

8.2.2. Válvulas de alivio

En base a la norma NFPC 58, código de gas licuado de petróleo, se dan los lineamientos para a selección y dimensionamiento de este tipo de accesorio, se termina el calor total de absorción en la superficie mojada:

$$Q = 34500 F A_w^{0.82} + H_t$$

Para el factor ambiental, F, se toma un valor de 1.

Con lo anterior, se hace se procede con el cálculo de la tasa de vaporización o la capacidad de la válvula de alivio

$$W = \frac{Q}{L}$$

Posteriormente se determina la capacidad requerida de venteo de la válvula en SCFH

$$q = \frac{3.09 w \sqrt{TZ}}{\sqrt{M}}$$

Por último, el área mínima de descarga

$$A = \frac{V \sqrt{MTZ}}{6,32 C K P_1 K_b K_c}$$

Para el valor de C se encuentra con la relación de calores específicos de la sustancia

Tabla 35. Catálogo de válvula de alivio.

k	C	k	C	k	C	k	C	k	C
1.01	317	1.21	338	1.41	357	1.61	373	1.81	388
1.02	318	1.22	339	1.42	358	1.62	374	1.82	389
1.03	319	1.23	340	1.43	359	1.63	375	1.83	389
1.04	320	1.24	341	1.44	360	1.64	376	1.84	390
1.05	321	1.25	342	1.45	360	1.65	376	1.85	391
1.06	322	1.26	343	1.46	361	1.66	377	1.86	391
1.07	323	1.27	344	1.47	362	1.67	378	1.87	392
1.08	325	1.28	345	1.48	363	1.68	379	1.88	393
1.09	326	1.29	346	1.49	364	1.69	379	1.89	393
1.10	327	1.30	347	1.50	365	1.70	380	1.90	394
1.11	328	1.31	348	1.51	365	1.71	381	1.91	395
1.12	329	1.32	349	1.52	366	1.72	382	1.92	395
1.13	330	1.33	350	1.53	367	1.73	382	1.93	396
1.14	331	1.34	351	1.54	368	1.74	383	1.94	397
1.15	332	1.35	352	1.55	369	1.75	384	1.95	397
1.16	333	1.36	353	1.56	369	1.76	384	1.96	398
1.17	334	1.37	353	1.57	370	1.77	385	1.97	398
1.18	335	1.38	354	1.58	371	1.78	386	1.98	399
1.19	336	1.39	355	1.59	372	1.79	386	1.99	400
1.20	337	1.40	356	1.60	373	1.80	387	2.00	400

Para este cálculo se asume un tipo de válvula recomendada por la norma API 256, ya sea de acción directa o por piloto, del catálogo Crosby para obtener el factor de descarga, K, y se corrobora este valor con de la referencia.

Tabla 36. Catálogo de válvula de alivio.

Minimum inlet size	Orifice designation	Air/gas (in ²)	Air/gas (in ²)	Liquid (in ³)	Steam (in ³)
		Series	Series	Series	Series
		JOS-E, JBS-E K = 0.865	JLT-JOS-E, JLT-JBS-E K = 0.870	JLT-JOS-E, JLT-JBS-E K = 0.656	JOS-E, JBS-E K = 0.865
1"	D	0.124	0.124	0.124	0.124
1"	E	0.221	0.221	0.221	0.221
1.5"	F	0.347	0.347	0.347	0.347
1.5"	G	0.567	0.567	0.567	0.567
1.5"	H	0.887	0.887	0.887	0.887
2"	J	1.453	1.453	1.453	1.453
3"	K	2.076	2.076	2.076	2.076
3"	L	3.221	3.221	3.221	3.221
4"	M	4.065	4.065	4.065	4.065
4"	N	4.900	4.900	4.900	4.900
4"	P	7.206	7.206	7.206	7.206
6"	Q	12.470	12.470	12.470	12.470
6"	R	18.060	18.060	18.060	18.060
8"	T	29.360	29.360	29.360	29.360
8"	T2	31.470	31.470	31.470	31.470

Con la referencia, diámetro mínimo y el tipo de orificio, se valida que ese tipo de válvula se capaz de trabajar en las condiciones ambientales requeridas

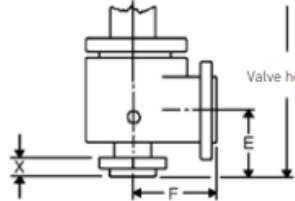
Tabla 37. Catálogo de válvula de alivio.

Valve series	Valve size Inlet X Orifice X Outlet	Standard connections ANSI flanges raised face Inlet Outlet	Maximum set pressure psig (barg)						Back press. limit at 100°F psig (38°C barg)	
			Inlet						JOS ⁽²⁾	JBS ⁽²⁾
			-450°F to -76°F [-268°C to -60°C]	-75°F to -21°F [-59°C to -30°C]	-20°F to +100°F [-29°C to +38°C]	+650°F ⁽¹⁾ [+343°C ⁽¹⁾]	+800°F [+427°C]	+1000°F [+538°C]		
JOS-E-	15 6Q8	150 150			165 [11.3]	125 [8.62]			115 (7.92)	70 (4.82)
JBS-E-	25 6Q8	300 150			165 [11.3]	165 [11.3]			115 (7.92)	70 (4.82)
JLT-	35 6Q8	300 150			300 [20.6]	300 [20.6]			115 (7.92)	115 (7.92)
JOS-H-E- ⁽¹⁾	45 6Q8	600 150			600 [41.3]	600 [41.3]			115 (7.92)	115 (7.92)
	6Q8 (HP)	600 150			1000 [68.9]	1000 [68.9]			115 (7.92)	115 (7.92)
JOS-E-	16 6Q8	150 150				125 [8.62]	80 [5.51]		115 (7.92)	70 (4.82)
JBS-E-	26 6Q8	300 150				165 [11.3]	165 [11.3]		115 (7.92)	70 (4.82)
JLT-	36 6Q8	300 150				300 [20.6]	300 [20.6]		115 (7.92)	115 (7.92)
	46 6Q8	600 150				600 [41.3]	600 [41.3]		115 (7.92)	115 (7.92)
	6Q8 (HP)	600 150				1000 [68.9]	825 [56.9]		115 (7.92)	115 (7.92)
JOS-E-	37 6Q8	300 150					165 [11.3]	165 [11.3]	115 (7.92)	115 (7.92)
JBS-E-	47 6Q8	600 150					600 [41.3]	430 [29.6]	115 (7.92)	115 (7.92)
JLT-	6Q8 (HP)	600 150					1000 [68.9]	430 [29.6]	115 (7.92)	115 (7.92)

Para válvula JOS-H-E 45 6Q8

Tabla 38. Catálogo de válvula de alivio.

DIMENSIONS AND WEIGHTS								
Valve series	Center to face		Valve dimensions, inches (mm)					Approx. weight lbs (kg)
	Inlet	Outlet	Use to find bolt length X	Approximate height Valve (cap) type				
	E	F		A and G	J and L	C	D	
JOS-E-, JBS-E-, JLT-, JOS-H-E-								
12, 14, 15, 16, 22, 24, 25, 26	9 7/16 [240]	9 1/2 [241]	2 3/16 [59]	42 1/4 [1073]	47 3/4 [1213]	46 3/4 [1187]	47 1/2 [1207]	481 [218]
32, 34, 35, 36, 37	9 7/16 [240]	9 1/2 [241]	2 3/16 [59]	42 1/4 [1073]	47 3/4 [1213]	46 3/4 [1187]	47 1/2 [1207]	492 [223]
42, 44, 45, 46, 47	9 7/16 [240]	9 1/2 [241]	2 3/16 [75]	46 1/4 [1175]	51 3/4 [1314]	50 3/4 [1289]	51 1/2 [1308]	565 [256]
JOS-HP-E-, JBS-HP-E-								
42, 44, 45, 46, 47	9 7/16 [240]	9 1/2 [241]	2 3/16 [75]	49 3/4 [1251]	54 3/4 [1391]	53 3/4 [1340]	54 1/2 [1384]	585 [265]



Type J (Threaded Cap)

Type C (Regular Lifting Lever) Also JOS-H-E

Type D (Packed Lifting Lever)

Type L (Bolted Cap)

8.2.3. Selección de bridas

Las bridas ANSI B16.47 tienen un diámetro grande de 26 pulgadas (NPS) a 60 pulgadas (NPS).. La brida ANSI (American National Standards Institute) incluye las bridas ANSI B 16.5, MSS SP-44, ANSI 16.36, etc. Este sistema estándar incluye dos tipos de brida ciega y brida de cuello de soldadura.

Según el grosor, el peso y la resistencia, las bridas MSS SP-44 son mucho mejores que las bridas API 605. En la misma especificación, el MSS SP-44 puede resistir y mantener más carga externa que API 605

Con las condiciones de operación se elige la clase de la brida.

Tabla 39. Clasificación de bridas según presión y temperatura de operación.

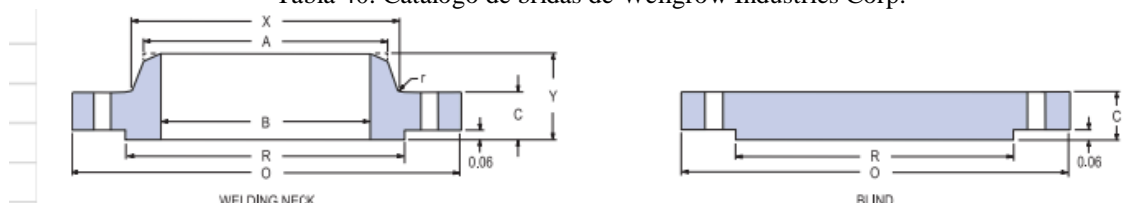
Temperature and Pressure Ratings for ASTM 105 Carbon Steel Flange							
Pressure Class	150	300	400	600	900	1500	2500
PN Number	20	50	68	100	150	250	420
Service Temperature (F)	Maximum Non-Shock Pressure (Psig)						
100	285	740	990	1480	2200	3705	6170
200	260	675	900	1350	2025	3375	5625
300	230	655	875	1315	1970	3280	5470
400	200	635	845	1270	1900	3170	5280
500	170	600	800	1200	1795	2995	4990
600	140	550	730	1095	1640	2735	4560
650	125	535	715	1075	1610	2685	4475
700	110	535	710	1065	1600	2665	4440
750	95	505	670	1010	1510	2520	4200
800	NOT RECOMMENDED ABOVE 800						

Con la clase de brida identifica, se recurre a los catálogos del fabricante FORGED:

Tamaño: 26" Sch 20 (XS) DN 650

Tipo: Class 300, ASME B16.47 MSS SP-44, Welding neck, NPS 26"

Tabla 40. Catálogo de bridas de Wellgrow Industries Corp.



Nominal Pipe Size	Flange								Bolting				Weights	
	OD	Thickness		Raised Face OD	Fillet Radius Min.	Hub			No. of Holes	Hole Size	Bolt Circle Dia.	Stud Bolt Diameter	Weld Neck Flange	Blind
		WN Flg	Blind			Length	Bottom OD	Top OD						
	O	C	C	R	r	Y	X	A						
class 300 LARGE DIAMETER FLANGES ASME B16.47 Series A or MSS SP- 44														
26	38.25	3.12	3.31	29.50	0.38	7.25	28.38	26.00	28	1.75	34.50	1 5/8	605	1010
28	40.75	3.38	3.56	31.50	0.44	7.75	30.50	28.00	28	1.75	37.00	1 5/8	745	1240
30	43.00	3.62	3.75	33.75	0.44	8.25	32.56	30.00	28	1.88	39.25	1 3/4	870	1450
32	45.25	3.88	3.94	36.00	0.44	8.75	34.69	32.00	28	2.00	41.50	1 7/8	1005	1685
34	47.50	4.00	4.12	38.00	0.50	9.12	36.88	34.00	28	2.00	43.50	1 7/8	1145	1915
36	50.00	4.12	4.38	40.25	0.50	9.50	39.00	36.00	32	2.12	46.00	2	1275	2280
38	46.00	4.25	4.25	40.50	0.50	7.12	39.12	38.00	32	1.62	43.00	1 1/2	695	1910
40	48.75	4.50	4.50	42.75	0.50	7.62	41.25	40.00	32	1.75	45.50	1 5/8	840	2270
42	50.75	4.69	4.69	44.75	0.50	7.88	43.25	42.00	32	1.75	47.50	1 5/8	950	2570
44	53.25	4.88	4.88	47.00	0.50	8.12	45.25	44.00	32	1.88	49.75	1 3/4	1055	2940
46	55.75	5.06	5.06	49.00	0.50	8.50	47.38	46.00	28	2.00	52.00	1 7/8	1235	3370
48	57.75	5.25	5.25	51.25	0.50	8.81	49.38	48.00	32	2.00	54.00	1 7/8	1380	3740
50	60.25	5.50	5.50	53.50	0.50	9.12	51.38	50.00	32	2.12	56.25	2	1530	4270
52	62.25	5.69	5.69	55.50	0.50	9.38	53.38	52.00	32	2.12	58.25	2	1660	4715
54	65.25	6.00	6.00	57.75	0.50	9.94	55.50	54.00	28	2.38	61.00	2 1/4	2050	5460
56	67.25	6.06	6.06	59.75	0.50	10.25	57.62	56.00	28	2.38	63.00	2 1/4	2155	5870
58	69.25	6.25	6.25	62.00	0.50	10.50	59.62	58.00	32	2.38	65.00	2 1/4	2270	6400
60	71.25	6.44	6.44	64.00	0.50	10.75	61.62	60.00	32	2.38	67.00	2 1/4	2470	7000

Para accesorios, tuberías de entrada, salida y válvula de alivio, al catálogo del fabricante

Wellgrow Industries Corp

Tipo: Class 300, ASME B16.5, Weld neck, NPS 6"

Tabla 41. Catálogo de bridas.

Nom. Pipe Size	O	T1	R	X	No.2& Dia. of Holes	Bolt Circle Dia.	L21	H	B23	L	B	r	L34	B3	D	C	Thr
1/2	3.75	0.56	1.38	1.5	4-0.62	2.62	2.06	0.84	0.62	0.88	0.88	0.12	0.88	0.90	0.38	0.93	0.62
3/4	4.62	0.62	1.69	1.88	4-0.75	3.25	2.25	1.05	0.82	1.00	1.09	0.12	1.00	1.11	0.44	1.14	0.62
1	4.88	0.69	2.00	2.12	4-0.75	3.50	2.44	1.32	1.05	1.06	1.36	0.12	1.06	1.38	0.50	1.41	0.69
1-1/4	5.25	0.75	2.50	2.50	4-0.75	3.88	2.56	1.66	1.38	1.06	1.70	0.19	1.06	1.72	0.56	1.75	0.81
1-1/2	6.12	0.81	2.88	2.75	4-0.88	4.50	2.69	1.90	1.61	1.19	1.95	0.25	1.19	1.97	0.62	1.99	0.88
2	6.50	0.88	3.62	3.31	8-0.75	5.00	2.75	2.38	2.07	1.31	2.44	0.31	1.31	2.46	0.69	2.50	1.12
2-1/2	7.50	1.00	4.12	3.94	8-0.88	5.88	3.00	2.88	2.47	1.50	2.94	0.31	1.50	2.97	0.75	3.00	1.25
3	8.25	1.12	5.00	4.62	8-0.88	6.62	3.12	3.50	3.07	1.69	3.57	0.38	1.69	3.60	0.81	3.63	1.25
3-1/2	9.00	1.19	5.50	5.25	8-0.88	7.25	3.19	4.00	3.55	1.75	4.07	0.38	1.75	4.10		4.13	1.44
4	10.00	1.25	6.19	5.75	8-0.88	7.88	3.38	4.50	4.03	1.88	4.57	0.44	1.88	4.60		4.63	1.44
5	11.00	1.38	7.31	7.00	8-0.88	9.25	3.88	5.56	5.05	2.00	5.66	0.44	2.00	5.69		5.69	1.69
6	12.50	1.44	8.50	8.12	12-0.88	10.62	3.88	6.63	6.07	2.06	6.72	0.50	2.06	6.75		6.75	1.81
8	15.00	1.62	10.62	10.25	12-1.00	13.00	4.38	8.63	7.98	2.44	8.72	0.50	2.44	8.75		8.75	2.00
10	17.50	1.88	12.75	12.62	16-1.12	15.25	4.62	10.75	10.02	2.62	10.88	0.50	3.75	10.92		10.88	2.19
12	20.50	2.00	15.00	14.75	16-1.25	17.75	5.12	12.75	12.00	2.88	12.88	0.50	4.00	12.92		12.94	2.38
14	23.00	2.12	16.25	16.75	20-1.25	20.25	5.62	14.00	13.25	3.00	14.14	0.50	4.38	14.18		14.19	2.50
16	25.50	2.25	18.50	19.00	20-1.38	22.50	5.75	16.00	15.25	3.25	16.16	0.50	4.75	16.19		16.19	2.69
18	28.00	2.38	21.00	21.00	24-1.38	24.75	6.25	18.00	17.25	3.50	18.18	0.50	5.12	18.20		18.19	2.75
20	30.50	2.50	23.00	23.12	24-1.38	27.00	6.38	20.00	19.25	3.75	20.20	0.50	5.50	20.25		20.19	2.88
22	33.00	2.63	25.25	25.25	24-1.63	29.25	6.50	22.00	21.25	4.00	22.22	0.50	5.75	22.25		22.19	3.13
24	36.00	2.75	27.25	27.62	24-1.62	32.00	6.62	24.00	23.25	4.19	24.25	0.50	6.00	24.25		24.19	3.25

Dimensions in inches.

8.2.4. Selección de empaque

Para la selección del sello, se deben tener en cuenta los siguientes factores:

- Vibración y oscilación de la tubería: la junta debe resistir las oscilaciones y las vibraciones que pueden afectar la tubería.
- Riesgo de contaminación de fluidos: para algunas aplicaciones, es importante usar juntas que no contaminen el fluido transportado por la tubería (por ejemplo, aplicaciones farmacéuticas y alimenticias, o tuberías de gas)
- Corrosión de las bridas: algunos materiales de las bridas, como el acero inoxidable austenítico, están sujetos a agrietamiento por corrosión bajo tensión. Este hecho debe tenerse en cuenta al seleccionar el tipo de junta y el material.
- Integridad: los fluidos tóxicos requieren sellos totalmente a prueba de fugas para evitar la contaminación del suelo o las amenazas a la vida humana.

Tabla 42. Elección de tipo de brida.

Service	Flange Design Conditions			
	Pressure Class	Temp. °C	Flange Facing	Gasket Selection
General Hydrocarbon	150 300	-196/500*	RF	Tanged Graphite Sheet or Spiral Wound with Flexible Graphite or Spiral Wound with Non Graphite Filter
Steam/Condensate, Boiler Feed Water		-196/+500		
		-196/350		
General Utilities		-40/+250	RF	Nitrile Rubber Based Reinforced Sheet
General Hydrocarbon, Steam/ Condensate, Boiler Feed Water	600 900	-196/+500	RF	Spiral Wound with Flexible Graphite
General Hydrocarbon, Steam, Boiler Feed Water	1500 2500	As per flange material	RTJ	Metal Joint Ring
Hydrogen	150 300 600	-196/+500	RF	Spiral Wound with Flexible Graphite
	900 1500 2500	As per flange material	RTJ	Metal Joint Ring
Chemical Oxidisers/ HF Acid	150	-40/+200	RF	PTFE (reinforced or envelope)
	150 300 600	-40/+200	RF	Spiral Wound PTFE Filler

Al tener bridas clase 300 y operando a temperaturas de 100°F se recomienda sellos de láminas de grafito o espirales con grafito flexible o sin filtro de grafito.

El catálogo del fabricante Garlock y los tipos identificados en la imagen anterior, se usan para seleccionar los sellos.

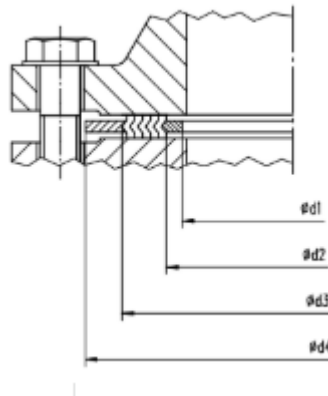


Figura 35. Esquema de medidas de sellos.

Para la entrada de hombre (NPS 26), d1=654.1, d2=736.6, d3= 736.6, d4= 835.2 (medidas en mm) ver catálogos en anexos

Para tuberías de entrada, salida y válvula de alivio (NPS 6), d1=157.2, d2=182.6, d3= 209.6, d4= 251 (medidas en mm) ver catálogos en anexos

8.2.5. Soportes

Según Pressure Vessel Handbook, es recomendable que para tanques en disposición solo se usen dos soportes, también conocidos como silletas, ubicados a no más de 0.2L desde la línea tangente con las cabezas, para esto, sugiere las siguientes medidas respecto al tamaño del tanque:

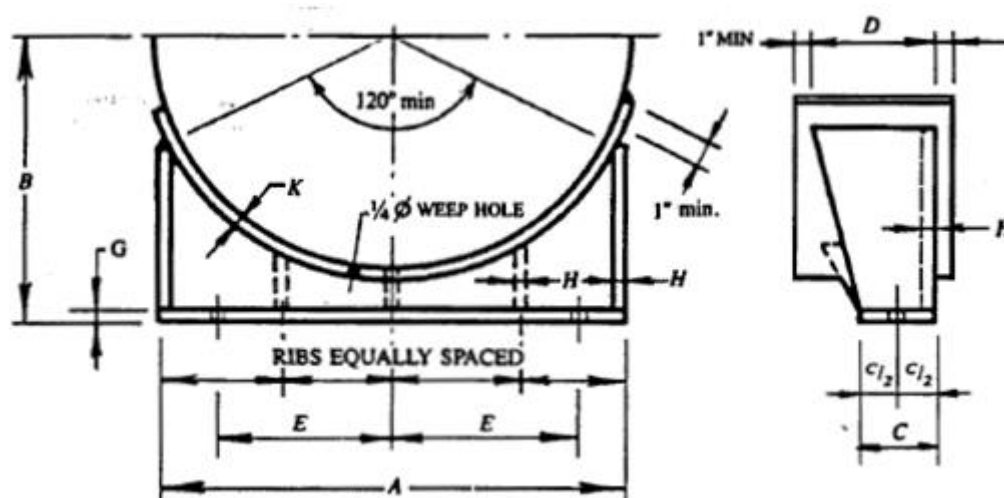


Figura 36. Dimensiones de soportes (Pressure vessel Handbook)

Tabla 43. Medidas recomendadas para soportes del tanque

A	3048	# Separadores	3
B	1981,2	Separación	1003,3
C	228,6	G	25,4
D	609,6	H	19,05
E	1170,4	K	12,7
Agujero de drenaje	31,75	Θ	120°
Medidas en mm			

8.3.Resultados de tanque



Figura 37. Imagen tanque isométrica.

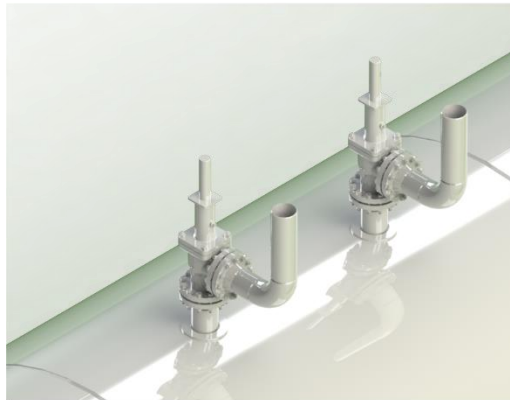


Figura 38. Válvulas tanque.

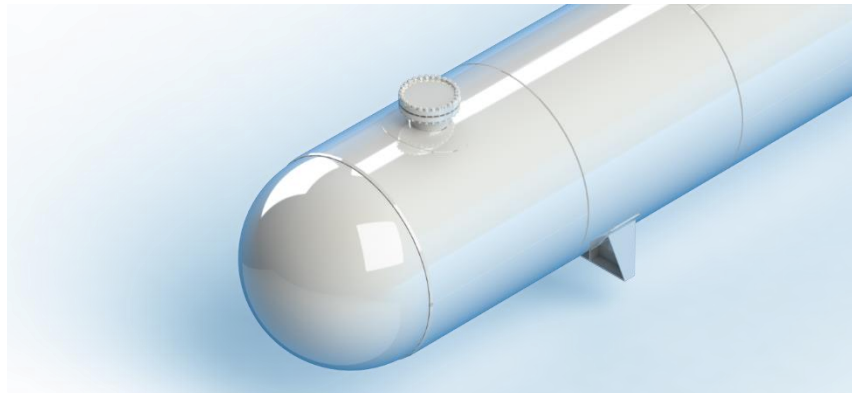


Figura 39. Cabecera de tanque.

9. Diseño de detalle de tanque de almacenamiento

9.1.Diseño a falla estática del tanque

Se empleó en el análisis de falla estática el criterio de Von Mises para falla de materiales dúctiles. Donde:

$$\sigma_{mises} = \frac{Sy}{F.S} = \sqrt{\sigma_x^2 + \sigma_y^2 - \sigma_x \sigma_y + 3\tau_{xy}^2}$$

$$\sigma_y = \frac{PR}{t} = \frac{2.07 MPa * 1720 mm}{30.7 mm} \qquad \sigma_x = \frac{PR}{2t} = \frac{2.07 MPa * 1720 mm}{2 * 30.7 mm}$$

$$\frac{435 * 10^6 Pa}{\sqrt{(58.029 MPa)^2 + (116.058 MPa)^2 + (116.058) * (58.029)}} = F.S$$

Evaluando el espesor de lámina (t= 30.7) se obtiene un factor de seguridad de **F. S= 2.59**, lo cual determina que el tanque no fallará bajo la teoría de falla dúctil.

Esfuerzo máximo en los soportes

$$S_1 = \pm \frac{QA \left(1 - \frac{\left(1 - \frac{A}{L} + \frac{R^2 - H^2}{2AL} \right)}{1 + \frac{4H}{3L}} \right)}{KR^2 t_s}$$

Esfuerzo máximo en el centro

$$S_1 = \pm \frac{\frac{QL}{4} \left(\frac{\left(1 + 2 \frac{(R^2 - H^2)}{L^2} \right)}{1 + \frac{4H}{3L}} - \frac{4A}{L} \right)}{\pi R^2 t_s}$$

Esfuerzo máximo en el cuerpo

$$S_2 = \frac{K_2 Q}{R t_s} \left(\frac{L - 2A}{L + \frac{4}{3}H} \right)$$

$$S_2 = \frac{K_3 Q}{R t_s} \left(\frac{L - 2A}{L + \frac{4}{3}H} \right)$$

Esfuerzo máximo en la unión con el soporte

$$S_4 = -\frac{Q}{4t_s(b + 1.56\sqrt{Rt_s})} - \frac{3K_6 Q}{2t_s^2}$$

Esfuerzo máximo en la parte inferior del cuerpo

$$S_5 = -\frac{K_7 Q}{t_s(b + 1.56\sqrt{Rt_s})}$$

La fuerza horizontal máxima en la sección más pequeña, está determinada por:

$$F = K_{11} Q$$

Fuerza horizontal en soporte (N)	310724,2936
Área efectiva (m2)	0,0111125
Esfuerzo (Mpa)	27,96169121

Que da el factor de seguridad de 2.7

Datos para la sección 9.1:

Tabla 44. Valores de evaluación y resultados para la sección 9.1

Categoría	Variable	Descripción	Valor
Dimensiones y material	A (m)	Distancia entre línea tangencial de las cabezas y mitad del soporte	4,5
	L (m)	Longitud del tanque	45
	H (m)	Longitud horizontal entre cabeza y cuerpo	1,75
	R (m)	Radio externo del tanque	1,75

	Material	Material de los soportes	Acero a36
	Máximo esfuerzo permisible (Mpa)	Para acero seleccionado	114,54
Factores	k1		3,14
	k2		1,17
	k3		0,32
	k4		0,88
	k5		0,40
	k6		0,01
Flector longitudinal (MPa)	S1s	Soportes	23,05
	S1t	A mitad del cuerpo del tanque	-22,68
	FS-Sis	$S1s + \sigma l < S$	1,80
	FS-Sit	$S1t + \sigma l < S$	1,80
Cortante (MPa)	S2	Cuerpo del tanque	24,75
	S3	Esfuerzo adicional en las cabezas	23,04
	FS-S2	$S2 < 0,8S$	4,46
	FS-S3	$S3 + \sigma l < 1.25S$	2,18
Circunferencial	S4	En las esquinas del soporte	17,47
	FS-S4		11,85

9.2.Diseño a fatiga del tanque

Para el diseño a fatiga es importante calcular el estado de esfuerzos de la sección crítica en cada variación en la configuración (tanque a su máxima capacidad 89%, y menor 10%).

El acero SA 516 grado 70 Tiene un σ_{Stu} entre 485 y 620 MPa, por lo que en este caso se usa promedio entre los limites

Q Máx (N)	Q Mín (N)
1523158.302	705188.198

Con base en el patrón de esfuerzos, y aplicando la ecuación de Godman para calcular los esfuerzos presentados en la mitad del tanque, se procede al análisis del eje a fatiga:

$$\frac{1}{F.S} = \frac{\sigma_{a,Mises}}{SL} + \frac{\sigma_{m,Mises}}{S_{ut}}$$

$$\sigma_a = \frac{\sigma_{max} - \sigma_{min}}{2}$$

$$\sigma_m = \frac{\sigma_{max} + \sigma_{min}}{2}$$

Resolviendo se tiene que:

$$\sigma_{a,Mises} = 6.09 \text{ MPa}$$

$$\sigma_{m,Mises} = 80.71 \text{ MPa}$$

Tabla 45. Factores de corrección para análisis de Fatiga

Tabla 46.

Ka	Kb	Kc	Kd	Ke
Lamniado	Tamaño 8<d<50mm	Flexión	T=37°C	Za@99.9%=3.09
0.847	1	1	1.007	0.7527

$$SL = KaKbKc \dots Kn \ 0.5Sut \rightarrow SL = 176.62 \text{ MPa}$$

Con lo anterior, se obtiene un factor de seguridad de **5.87**, por lo que el componente no fallará bajo esfuerzos cíclicos.

9.3.Diseño a carga estática de la entrada del hombre

Para el análisis de fuerzas en la entrada de hombre se usan los datos de la sección 8.2.1, donde:

$$R_{eff} = \frac{D_i}{2}$$

Se determina la fuerza por la presión interna en la parte externa de la entrada del hombre

$$Fn = PR_n(LH - t)$$

La fuerza por la presión interna en el tanque

$$F_s = R * R_{eff} * (LR + t_n)$$

Fuerza discontinua por la presión interna

$$F_y = PR_{eff}R_n$$

Con las fuerzas que intervienen en el proceso se procede a determinar los esfuerzos a los que se ve sometido el accesorio

$$\sigma_v = \frac{F_n + F_s + F_y}{A_T}$$

$$\sigma_t = \frac{PR_{eff}}{t_{eff}}$$

$$PL = \max(2\sigma_v - \sigma_t, \sigma_t)$$

La norma expone que el esfuerzo PL, no debe superar 1.5 veces el esfuerzo máximo permisible del material y la eficiencia de la junta con un valor recomendable de 1

$$S_{allow} = 1.5SE$$

Tabla 47. Variables de evaluación y resultados para la sección 8.3

Fuerzas (N)	fN	fuerza por presión interna en la parte externa de la boquilla	21731,45266
	fS	fuerza por la presión interna en el tanque	893268,5232
	fY	fuerza por presión discontinua	1129989,362
Esfuerzos (Mpa)	PL		116,058
	Factor de seguridad	PL<1.5S	1,

9.4. Diseño contra fractura

Para el diseño contra fractura se toma el criterio de fuga antes de ruptura, por lo anterior, se igualó el tamaño de grieta crítica, a , al espesor del tanque ($a=t$), y en base a la relación entre la tenacidad y esfuerzo de fluencia se obtiene la presión máxima de operación o aquella donde se presentaría una grieta que cruza la totalidad del espesor del tanque.

$$K_{IC} = f \sigma_t \sqrt{\pi t}$$

$$P = \frac{1}{f^2 \pi R} \left(\frac{K_{IC}^2}{\sigma_y} \right)$$

Tabla 48. Evaluación contra mecanismo de falla fractura

Fuga antes de ruptura	
f	1,1
(k^2/σ)	62,7962264
Pmáx (MPa)	9,61

9.5. Diseño de soldadura

La norma ASME BPVC clasifica la soldadura dependiendo su función y ubicación en el tanque, como lo ilustra la siguiente figura:

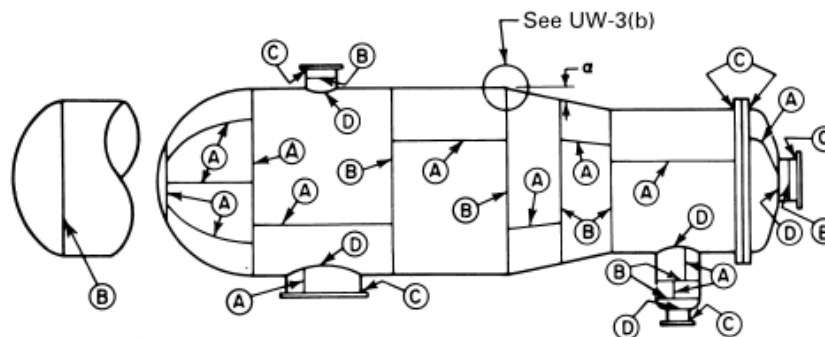


Figura 40. Clasificación de la soldadura

Para la soldadura radial y unión entre cuerpo del tanque y cabeza es necesario como se indica una soldadura tipo A, lo que es una soldadura doble o que se agregue la misma cantidad

de material en ambos lados. Longitudinalmente, al ser categoría B, una soldadura sencilla con un *backing strip*. La unión entre los accesorios del tanque y el mismo son de filete a 45° o tipo D. Se caracterizan los tipos de soldadura a partir de lo expuesto en asociación americana de soldadura (AWS, siglas en inglés)

- Soldadura tipo A:

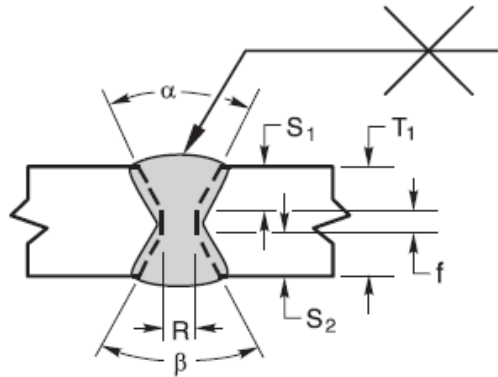


Figura 41. Soldadura tipo A con sus parámetros

Para unión radial o cierre de lámina, $S_1 = 2/3''$, $R = 1/8''$, $f = 1/4''$ y $\alpha = 60^\circ$

Para unión entre cuerpo del tanque y cabeza semiesféricas, $S_1 = 1/4''$, $R = 1/8''$, $f = 1/4''$ y $\alpha = 60^\circ$

- Soldadura tipo B:

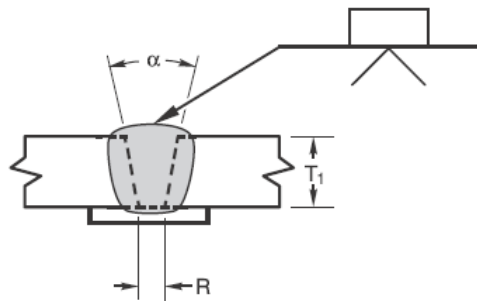


Figura 42. Soldadura tipo B con sus parámetros

Para unión entre envoltantes o longitudinal, R tiene un valor de $1/4''$ y $\alpha = 45^\circ$

El análisis de carga estática de la soldadura se toma el procedimiento expuesto en AWS Código de soldadura para aceros para los casos longitudinales y radiales, en el caso de la entrada de hombre como punto crítico al ser un concentrador de esfuerzo según lo expuesto en ASME BPVC división II

- Soldadura longitudinales y radiales:
- Soldadura entrada de hombre:

En primera instancia, se calcula la longitud de soldadura del cuello con el tanque (L_T):

$$L_T = 0.5\pi(R_n + t_n)$$

la longitud de soldadura del refuerzo con el tanque (L_{TP}):

$$L_{TP} = 0.5\pi(R_n + t_n + W)$$

Las gargantas de soldadura:

$$L_{4-i} = 0.707L_{4-i}$$

Se determina la fuerza a la que se encuentra sometida, se tomará la mínima entre las tres expuesta, el valor de $k_y = 1$

$$f_{weld} = \min(f_y k_y, 1.5S_n(A_2 + A_3), 0.25\pi R^2 k_y^2)$$

Donde la fuerza por presión interna, f_y , es igual a :

$$f_y = 2PRL$$

Los esfuerzos cortantes sometidos de la entrada de hombre:

$$\tau_1 = \frac{f_{ws}}{L_T(0.6t_{w1} + 0.49L_{43T})}$$

$$\tau_2 = \frac{f_{wp}}{L_T(0.6t_{w2} + 0.49L_{41T})}$$

$$\tau_3 = \frac{f_{wp}}{L_{Tp}(0.49L_{42T})}$$

Donde:

$$f_{ws} = \frac{f_{weld}tS}{tS + t_eS_p}$$

$$f_{wp} = \frac{f_{weld}t_eS}{tS + t_eS_p}$$

Por lo anterior, se toma el esfuerzo máximo para determinar el factor de seguridad, donde se toma el máximo esfuerzo permisible como el del material base

$$\tau = \max(\tau_1, \tau_2, \tau_3) < S$$

Tabla 49. Variables de evaluación y resultados para la sección 8.4

Categoría	Variable	Descripción	Valor
Longitudes efectivas (mm)	LT	longitud de soldadura entrada de hombre al tanque	507,62
	LTP	longitud de soldadura placa de refuerzo al tanque	1172,32
	l41T	Garganta soldadura filet	57,02
Fuerzas (N)	f weld	Fuerza a la que está sometida la soldadura	96397,73
	fws		68166,99
	fwp		28230,74
Esfuerzo (MPa)	τ		49,84
	FS-τ		2,35
	τ1	Esfuerzo al tener placa de refuerzo	35,25
	FS1-τ1		3,33
	τ2	Esfuerzo al tener placa de refuerzo	1,56

	FS2-τ2		75,00
	τ3	Esfuerzo al tener placa de refuerzo	1,76
	FS3-τ3		66,68

10. Presupuesto del tanque

Tabla 50. Presupuesto del tanque de almacenamiento de GLP.

Concepto	Cantidad	Precio unitario	Precio total
Materiales			
Placa de acero SA516 Gr70 3500x12000x31.75 mm	13	\$ 48.000.000	\$ 624.000.000
Placa de acero SA516 Gr70 3500x12000x 15.8 mm	2	\$ 11.000.000	\$ 22.000.000
Placa de acero SA106 3000x2000x6 mm	1	\$ 750.000	\$ 750.000
Placa de acero SA36 6000x3000x19.05 mm	1	\$ 5.300.000	\$ 5.300.000
Placa de acero SA36 6000x1000x25.4 mm	1	\$ 2.400.000	\$ 2.400.000
Class 300, ASME B16.47 MSS SP-44, Welding neck, NPS 26"	1	\$ 3.300.000	\$ 3.300.000
Class 300, ASME B16.5, Weld neck, NPS 6"	3	\$ 2.640.000	\$ 7.920.000
valvulas de alivio 6"	2	\$ 15.840.000	\$ 31.680.000
Sello spiral wound gasket	5	\$ 66.000	\$ 330.000
Uniones			
Electrodo de soldadura E7020	46	\$ 495.000	\$ 22.770.000
Proceso de fabricación			
Doblado por lámina	13	\$ 1.300.000	\$ 160.550.000
Rolado de lámina			
Ingenieria			
Normas tecnicas (NFPA-AWS-ASME BVPC)	3	\$ 828.000	\$ 5.775.000
Diseño conceptual-Básico-Detalles			\$ 9.936.000
Total*			\$ 896.711.000

11. Propuesta económica del proyecto

11.1. Despacho de energía 2018-2019

Tabla 51. Horas en operación de las diferentes centrales a las cargas descritas año 2018.

Mín	Máx	Rango	TERMONORTE*	TERMOCANDELARIA 1	TERMOCANDELARIA 2	CTG 1	CTG 2	CTG 3	PROELECTRICA	Total
0	20	[0-20]	23	0	0	0	0	0	0	23
20	40	[20-40]	235	0	0	38	62	22	460	817
40	60	[40-60]	39	1645	1702	1215	2156	615	2256	9628
60	80	[60-80]	4	17	27	27	27	36	156	294
80	100	[80-100]	93	107	69	24	109	184	2068	2654
Total			394	1769	1798	1304	2354	857	4940	13416
%Horas trabajadas			39,09	20,19	20,53	14,89	26,87	9,78	56,39	
Número de horas <42MW			291	0	0	1280	2232	644	1815	

* DESDE EL 20 DE NOVIEMBRE

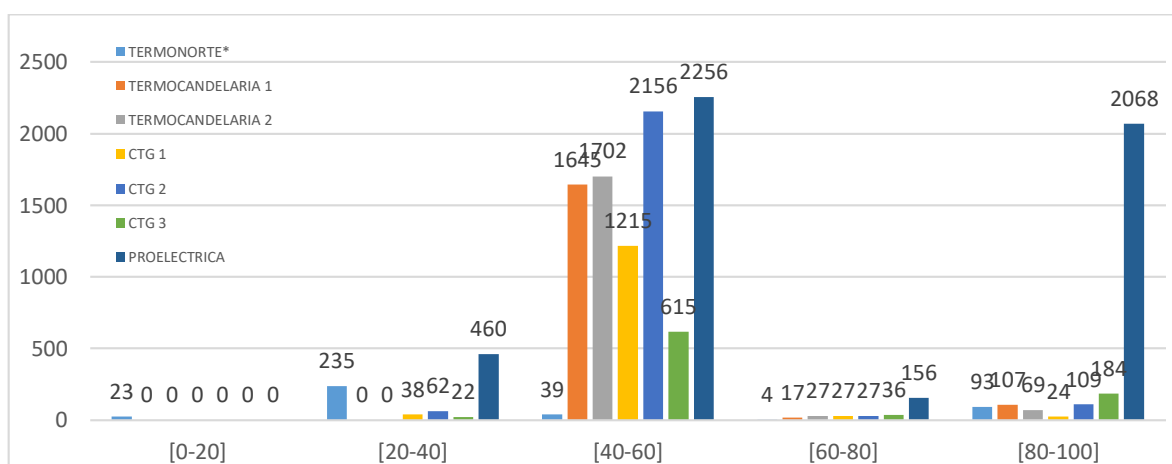


Figura 43. Horas de despacho por porcentaje de carga máxima año 2018.

Tabla 52. Horas en operación de las diferentes centrales a las cargas descritas año 2019

Mín	Máx	Rango	TERMONORTE	TERMOCANDELARIA 1	TERMOCANDELARIA 2	CTG 1	CTG 2	CTG 3	PROELECTRICA	Total
-----	-----	-------	------------	-------------------	-------------------	-------	-------	-------	--------------	-------

0	20	[0-20]	100	0	0	0	0	0	0	100
20	40	[20-40]	1360	0	0	8	22	8	281	1679
40	60	[40-60]	197	426	874	188	758	247	1675	4365
60	80	[60-80]	443	6	4	6	18	5	131	613
80	100	[80-100]	2702	56	12	79	152	213	1231	4445
Total			4802	488	890	281	950	473	3318	11202
%Horas trabajadas			65,82	6,69	12,20	3,85	13,02	6,48	45,48	
Número de horas <42MW			1543	0	0	201	789	258	1358	

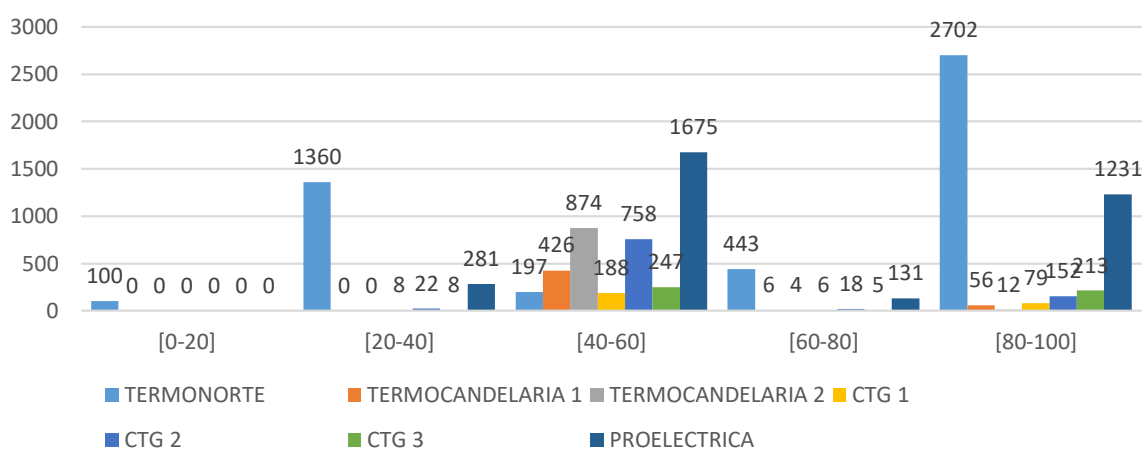


Figura 44. Horas de despacho por porcentaje de carga máxima año 2019.

11.2. Aspectos Financieros

De acuerdo al índice de presupuesto de alternativas, se tiene ya el presupuesto inicial del proyecto. Ya que no se cuenta con información con respecto al patrimonio para el proyecto por parte de la empresa Axia Energía S.A., se considera que todo el capital del proyecto se obtiene bajo financiación internacional, en donde se toma una tasa de interés de 12% y un pago del proyecto a 20 años. A partir de esto, se obtiene un comportamiento de pago del proyecto a través de los años, en donde se termina pagando intereses en conjunto con la inversión inicial por un valor de \$ 125.722.004 USD. Cabe recalcar que, para el desarrollo

de este valor, se considera que se inicia el pago del proyecto el año que este inicia en operación, por lo que no se considera las deudas a pagar en el periodo de construcción. Se muestra detalladamente como se obtiene este valor en la siguiente tabla.

Tabla 53. Descripción de capital, intereses y amortización del proyecto.

AÑO	CAPITAL	INTERESES	AMORTIZACIÓN	SD
0-1	\$ 58.748.600	\$ 7.049.832	\$ 2.937.430	\$ 2.937.430
1-2	\$ 55.811.170	\$ 6.697.340	\$ 2.937.430	\$ 9.634.770
2-3	\$ 52.873.740	\$ 6.344.849	\$ 2.937.430	\$ 9.282.279
3-4	\$ 49.936.310	\$ 5.992.357	\$ 2.937.430	\$ 8.929.787
4-5	\$ 46.998.880	\$ 5.639.866	\$ 2.937.430	\$ 8.577.296
5-6	\$ 44.061.450	\$ 5.287.374	\$ 2.937.430	\$ 8.224.804
6-7	\$ 41.124.020	\$ 4.934.882	\$ 2.937.430	\$ 7.872.312
7-8	\$ 38.186.590	\$ 4.582.391	\$ 2.937.430	\$ 7.519.821
8-9	\$ 35.249.160	\$ 4.229.899	\$ 2.937.430	\$ 7.167.329
9-10	\$ 32.311.730	\$ 3.877.408	\$ 2.937.430	\$ 6.814.838
10-11	\$ 29.374.300	\$ 3.524.916	\$ 2.937.430	\$ 6.462.346
11-12	\$ 26.436.870	\$ 3.172.424	\$ 2.937.430	\$ 6.109.854
12-13	\$ 23.499.440	\$ 2.819.933	\$ 2.937.430	\$ 5.757.363
13-14	\$ 20.562.010	\$ 2.467.441	\$ 2.937.430	\$ 5.404.871
14-15	\$ 17.624.580	\$ 2.114.950	\$ 2.937.430	\$ 5.052.380
15-16	\$ 14.687.150	\$ 1.762.458	\$ 2.937.430	\$ 4.699.888
16-17	\$ 11.749.720	\$ 1.409.966	\$ 2.937.430	\$ 4.347.396
17-18	\$ 8.812.290	\$ 1.057.475	\$ 2.937.430	\$ 3.994.905
18-19	\$ 5.874.860	\$ 704.983	\$ 2.937.430	\$ 3.642.413
19-20	\$ 2.937.430	\$ 352.492	\$ 2.937.430	\$ 3.289.922
TOTAL	-----	\$ 74.023.236	\$ 58.748.600	\$ 125.722.004

De acuerdo a la obtención de este valor, se logra evidenciar que se termina pagando por el proyecto un poco más de dos veces el costo del proyecto, esto debido a los intereses del banco.

11.3. Cargo por confiabilidad

El cargo por confiabilidad, de acuerdo a (XM, 2019) es un esquema de remuneración que permite hacer viable la inversión en los recursos de generación eléctrica necesarios para garantizar de manera eficiente la atención de la demanda de energía en condiciones críticas de abastecimiento, a través de señales de largo plazo y la estabilización de los ingresos del generador. Para esto, al momento de subastar el proyecto ante la bolsa energética, se asignan unas obligaciones de energía en firme (OEF) para la planta, y un precio de cierre [USD/MWh]. Se detallan estos valores para la planta Termocaribe 3.

Tabla 54. Asignación de OEF 2022-2023 para Termocaribe 3. (XM,2019).

OEF (kWh-día)	806.400
Potencia de OEF (kW)	33.600
Precio de cierre (USD/MWh)	\$ 15,1
Cargo por confiabilidad (USD/año)	\$ 4.444.474

El cálculo para potencia de OEF, se realiza por medio de la siguiente formula:

$$Pot.OEF [kW] = OEF[kWh/dia] * \frac{1dia}{24h}$$

11.4. Planteamientos de escenarios de acuerdo a eventos climáticos.

Con el fin de poder predecir con mayor exactitud el comportamiento del proyecto, se realiza un planteamiento de escenarios, los cuales su principal influencia será el clima. El comportamiento del sistema interconectado nacional, y la decisión de plantas para despacho energético, se ve altamente influenciado por el clima a lo largo del año. En el año 2015, el país se encontraba a puertas de un apagón, debido al fenómeno del niño, por lo que los embalses de las hidroeléctricas del país se encontraban en niveles precarios, dando así pie para que las termoeléctricas generen a su máxima potencia. Esto demuestra lo impredecible que puede ser la proyección de ventas.

Debido a esto, se plantean 3 posibles comportamientos en años con fenómenos climáticos como niño, niña, o año de comportamiento normal. Se toman consideraciones con el fin de delimitar lo planteado como se describe a continuación:

- Año de comportamiento normal
 - Se considera que lo corrido del año 2019, se ha visto un comportamiento normal del clima, sin fenómenos de la niña o niño. Este periodo se analiza desde el 5 de noviembre de 2018 hasta el 4 de noviembre de 2019, con el fin de obtener comportamiento del precio de bolsa por un periodo de 365 días.

- Se toma un precio de gas natural de 5,6 USD/MMBtu. Se explica en mayor detalle este precio en el inciso de *costo unitario de gas natural*.
- Debido a que se presenta un comportamiento normal, las diferentes termoeléctricas operaran de acuerdo a las OEF proyectadas, por lo que se toma la potencia de OEF, ya mostrada en el inciso de Cargo por confiabilidad.
- Año con fenómeno del niño
 - De acuerdo a (IDEAM, 2016), se presentó un periodo con fenómeno entre el año 2015 – 2016, con mayor intensidad entre junio de 2015 y abril de 2016.
 - Se toma un precio de gas natural de 4,9 USD/MMBtu. Se explica en mayor detalle este precio en el inciso de *costo unitario de gas natural*.
 - Debido a la necesidad de energía en el país para esta época, se asume que se trabajara a una potencia de 42.000 kW.
- Año con fenómeno de la niña
 - Se considera que el año 2017 se obtiene un fenómeno de la niña de acuerdo a los diferentes hechos de inundaciones que se presentaron en este año en el país. Por otro lado, al revisar el precio de bolsa de energía eléctrica, se logra ver un precio promedio de 107,54 COP/kWh, esto debido a los altos niveles en los embalses de las hidroeléctricas del país.
 - Se toma un precio de gas natural de 4,8 USD/kWh. Se explica en mayor detalle este precio en el inciso de *costo unitario de gas natural*.
 - Debido a que el país cuenta con un alto suministro de energía eléctrica, se buscara que cada vez que Termocaribe 3 entre en operación, esta busque al final del año producir las OEF asignadas. Por lo tanto, se asume una potencia de 42.000 kW.

Estos fenómenos explicados, alteraran factores como el precio del gas natural y la energía despachada por las centrales térmicas en el país. Las alteraciones serán abordadas en los siguientes incisos con respecto a cómo estas afectan en los costos y las ventas generadas.

11.5. Análisis de costos

Una vez se tienen los diferentes escenarios de años posibles de acuerdo a fenómenos climáticos, se procede a realizar un análisis de costos, en donde por medio de este, se obtendrán diferentes costos unitarios de generación. Para la obtención de costo unitario, se toma en cuenta la operación y mantenimiento del sistema, y el costo asociado al consumo de combustibles.

11.5.1. Costos por operación y mantenimiento (O&M)

De acuerdo a la literatura, se obtiene los costos de O&M como fue planteado ya en el inciso de *presupuestos de alternativas*. Debido a que este costo de O&M no es fijo, y puede variar debido a imprevistos, por lo tanto, de acuerdo a diferentes literaturas, se plantea un rango para este valor (U.S. Environmental Protection Agency, 2017), (U.S. Energy Information Administration, 2016). Se muestra este rango en la siguiente tabla.

Tabla 55. Valores de O&M.				
	Mín. USD/MWh	Máx. USD/MWh	USD/MWh	USD/kWh
Variable O&M	\$ 5	\$ 6,5	\$ 6	\$ 0,006
	Mín. USD/kWh-año	Máx. USD/kWh-año	USD/kWh-año	USD/kWh
Fixed O&M	\$ 5	\$ 6,9	\$ 6,5	\$ 0,001
			TOTAL	\$ 0,007

Se toman valores cercanos al máximo con el fin de no escatimar en gastos y poder por este medio mantener a la planta en funcionamiento sin inconvenientes. Esto de igual forma, evitaría el hecho de no entrar en operación en momentos requeridos ya que podría acarrear multas debido a este hecho.

11.5.2. Costos por combustibles

Otro rubro de gran importancia y de gran peso para los costos de generación son los combustibles. Estos representan la materia prima de la planta con la cual se generará el producto asociado, en el cual es la energía despachada. Debido a los requerimientos del proyecto, se tiene como combustible principal el uso de gas natural, y, por otro lado, se tiene como respaldo el uso de GLP. El GLP debe cumplir con ciertos requisitos para poder ser utilizado, los cuales se encuentran solamente a nivel internacional. De acuerdo a (Narayan, 2016), el GLP debe como mínimo tener un 97% de propano, y el resto de contenido en butano, para poder ser utilizado como combustible en el motor W20V34SG.

11.5.2.1. Costos de generación por gas natural

Para obtener los costos de generación por gas natural, se tiene como principal factor los fenómenos climáticos que se puedan presentar. Estos fenómenos ya explicados en el inciso de *planteamiento de escenarios de acuerdo a eventos climáticos*, afectaran tanto en el precio de gas natural como en la energía despachada a través de 1 año con el fenómeno correspondiente. Así mismo, se tiene en cuenta los costos de O&M ya planteados en el inciso de *costos por operación y mantenimiento (O&M)*. Para esto, se analiza el precio de gas natural en las transacciones realizadas en el sector de Mamonal por el último año de acuerdo a ("Punto de Entrega Suministro - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia - BEC", 2019).

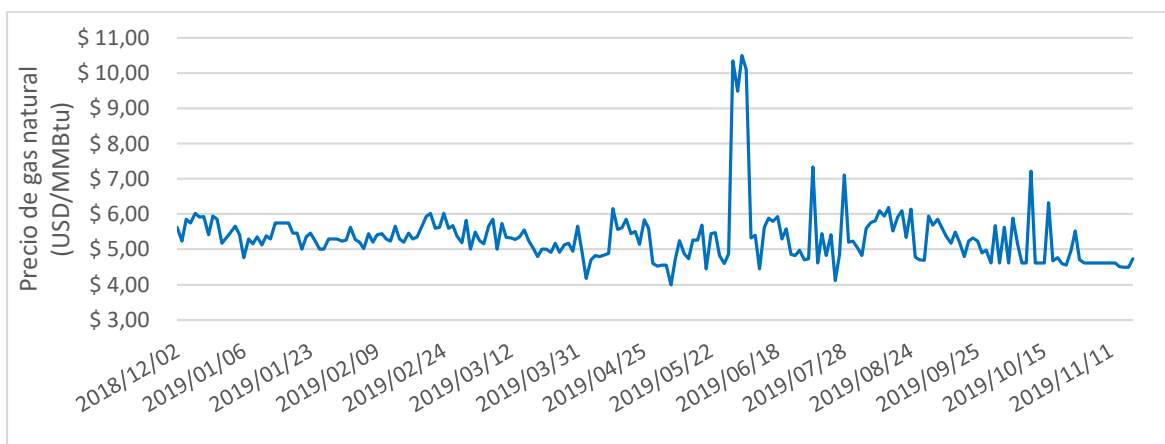


Figura 45. Comportamiento del precio de gas natural de 02/12/2018 - 11/11/2019. Tomado de ("Punto de Entrega Suministro - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia - BEC", 2019).

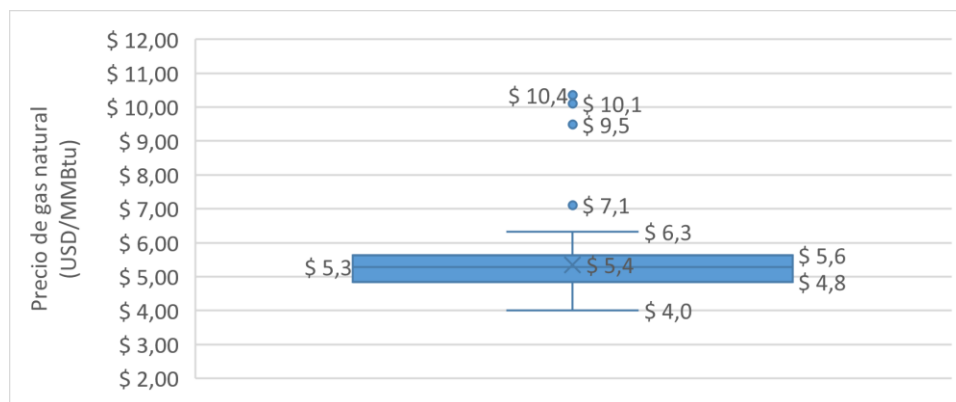


Figura 46. Distribución de precios de gas natural en transacciones en el Mamonal. Tomado de ("Punto de Entrega Suministro - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia - BEC", 2019).

Como se logra ver en este último diagrama de caja y bigotes, se encuentra que el 75% de las transacciones se encuentran entre 5,6 USD/MMBtu y 4,8 USD/MMBtu. En la siguiente tabla se muestra los valores tomados en cuenta para el desarrollo del costo unitario por gas natural.

Tabla 56. Precio de gas natural de acuerdo a fenómeno climático.

Normal	Niño	Niña	Mínimo	Maximo
\$5,6	\$4,9	\$4,8	\$4,8	\$5,6

La razón de los precios anteriores se da por las siguientes razones:

- Para el año con fenómeno del niño, los precios de bolsa de kWh en el país se suben, por lo que los usuarios finales se ven afectados con los altos precios. Ante esto, el

país toma decisiones de reducir estos costos por lo que las centrales térmicas puede que entren a operar en pérdidas. Siendo conservador, se logra un acuerdo de precio de gas natural un poco bajo con el fin de evitar que se trabaje a pérdida.

- Para el fenómeno de la niña, debido a que los embalses de las hidroeléctricas se encuentran en su máxima capacidad, los precios de bolsa tienden a disminuir. Ante esto, las empresas comercializadoras de gas natural recurren a reducción de precios con el fin de lograr mayores ventas en el mercado al sector eléctrico. Esta reducción, llevaría a costos unitarios (COP/kWh) con mayor competitividad en la bolsa energética.
- Para un periodo de año normal, se busca ser conservador ya que ante este periodo el clima es variante a través del año y la región del país, por lo que se asume un alto costo de gas natural.

Estos precios de gas natural se verían sustentados con los resultados posteriores, ya que, de acuerdo a los históricos, se despacha más energía en un año con fenómeno del niño por parte de las centrales térmicas, seguido por años de clima normal y por ultimo años con fenómeno de la niña.

Posterior a esto, el costo de generar 1 kWh tendrá 3 escenarios claros. Adicional, se considerará que el contrato de gas natural será por medio de la premisa de “Paga y Úsalo” (PyU). El contrato PyU, o conocido como transacciones de gas en el mercado secundario, permite el hecho de que cada vez que se requiera gas natural se recurre a centrales térmicas, con contrato en el mercado primario, y con exceso de gas natural, para uso de este.

Para el cálculo se costos se obtiene el precio unitario de gas natural (USD/kWh, USD/kWh), y se suma a los costos de O&M. Para el cálculo unitario de gas natural se utiliza la siguiente formula.

$$\text{Costo uni. por combustible} \left[\frac{COP}{kWh} \right] = \frac{CTE \left[\frac{Btu}{kWh} \right]}{1000000} * \text{Precio de gas} \left[\frac{USD}{MMBtu} \right] * T.R.M \left[\frac{COP}{USD} \right]$$

De acuerdo a los escenarios de clima y el contrato PyU, se obtendrán los diferentes costos de generación (COP/kWh) y se muestra los factores que se consideran para este costo de generación.

Tabla 57. Costos de generación por kWh (COP/kWh).

	NORMAL	NIÑO	NIÑA
Costos de combustible unitario (USD/kWh)	\$ 0,042	\$ 0,036	\$ 0,036
Costos de O&M (USD/kWh)	\$ 0,007	\$ 0,007	\$ 0,007
OPEX TOTAL (USD/kWh)	\$ 0,048	\$ 0,043	\$ 0,042
OPEX TOTAL (COP/kWh)	\$ 164,06	\$ 146,51	\$ 144,25

A este OPEX, se le asume un 12% adicional debido a que se presentan gastos no tomados en cuenta en este análisis, esto con el fin de ser conservativos con el precio ofrecido a la bolsa. Se obtienen por consiguiente los siguientes precios ofrecidos a bolsa de acuerdo al periodo.

Tabla 58. Precio de kWh ofrecido a la bolsa energética de acuerdo al fenómeno climático.

Normal	Niño	Niña
\$ 180,46	\$ 161,16	\$ 158,68

11.5.2.2. Costos de generación por GLP

Como ya fue explicado a comienzo del inciso de *costos por combustible*, el costo de GLP se verá altamente afectado por la calidad necesaria para ser utilizado. El GLP disponible en el mercado local no cuenta con estos requerimientos. De acuerdo a ("LPG prices around the world, 18-Nov-2019 | GlobalPetrolPrices.com", 2019), el precio de GLP promedio en el mundo se encuentra en un valor de 0,61 USD/litro. Se muestra una distribución de precios de GLP en un diagrama de cajas y bigotes.

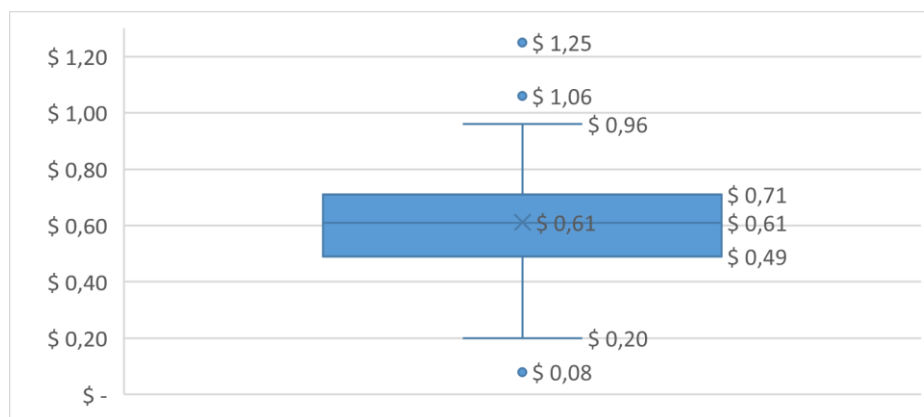


Figura 47. Distribución de precios de GLP en el mercado internacional (USD/litro). Tomado y modificado de ("LPG prices around the world, 18-Nov-2019 | GlobalPetrolPrices.com", 2019)

Como se logra evidenciar de este diagrama, se obtiene que el 75% de los datos de precio de GLP se encuentra entre 0,49 USD/litro y 0,71 USD/litro, con un promedio de 0,61 USD/litro. Con estos posibles valores, se plantean el límite inferior y superior de precio de GLP posible. El precio ofrecido por ECOPETROL, se encuentra en un valor de 0,13 USD/litro, debido a que este no cuenta con estándares internacionales, siendo un dato atípico en este diagrama. Se realiza el cálculo de costo unitario por GLP con el precio menor con el fin de mostrar el mejor caso posible.

Contrario al gas natural, el precio de GLP, no variara de acuerdo a las condiciones climáticas ya que no se cuenta con reportes históricos del precio de este en el mercado colombiano, debido a que es un combustible relativamente nuevo para el uso que se le dará. Por otro lado, este precio se encuentra amarrado al precio del barril de petróleo, por lo que principalmente se verá influenciado por el comportamiento del mercado internacional que el nacional.

Para el cálculo del costo unitario de generación por GLP, se tiene en cuenta los siguientes valores de entrada.

Tabla 59. Resumen de precios internacionales de GLP en USD/litro y USD/MMBtu.

Mín (USD/litro)	Mín (USD/MMBtu)
\$ 0,49	\$ 19,7

Máx (USD/litro)		Máx (USD/MMBtu)	
\$	0,71	\$	28,5

Se logra ver un precio mucho mayor de GLP comparado con el precio de gas natural. En comparación, el precio de GLP se encuentra entre 13 USD/MMBtu y 22,5 USD/MMBtu por encima del precio de gas natural. Esto incrementa sustancialmente el costo unitario producido.

Tabla 60. Precio de GLP utilizado para cálculo unitario.

USD/litro	
\$	0,49
USD / MMBtu	
\$	19,7

Debido a este precio, se obtiene el costo de generación de 1 kWh por medio de GLP para cualquier fenómeno climático que afecte el comportamiento de despacho de las diferentes compañías eléctricas en el país.

Tabla 61. Resumen de costo unitario para generación por GLP.

Costos de O&M (USD/kWh)	\$	0,007
Costo unitario por combustible (USD/kWh)	\$	0,169
OPEX TOTAL (USD/kWh)	\$	0,176
OPEX TOTAL (COP/kWh)	\$	597,902

Debido a los altos costos de operación que se presentan al utilizar GLP como combustible de generación, la proyección de ventas es completamente inviable de realizar.

11.6. Proyección de ventas

Según (Gonzales Garzón & Espinel Barrero, 2019), el precio de bolsa en condiciones normales de operación, corresponde al mayor precio de oferta de las unidades con despacho centralizado que han sido programadas para generar en el despacho ideal y que no presentan inflexibilidad. Representa un precio único para el sistema interconectado en cada periodo horario. Ante esta premisa, siempre y cuando el precio ofertado a la bolsa este por debajo del

precio de bolsa, la central se encontrara en despacho. Esto permite la posible proyección de ventas que se desea obtener.

Para la posible proyección de ventas, se toma los diferentes periodos ya enunciados en el inciso de *planteamiento de escenarios de acuerdo a eventos climáticos*, y se procede a obtener los precios de bolsa de estos respectivos periodos, contrastándolos con el costo de generación de kWh.

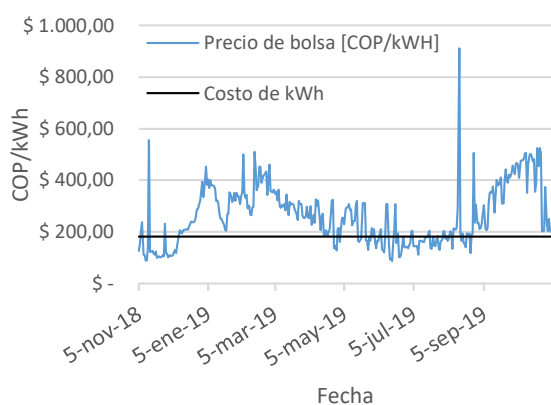


Figura 48. Precio de bolsa para 2019 vs precio ofrecido en bolsa en época normal. Adaptado de ("Precio de bolsa y escasez", 2019)

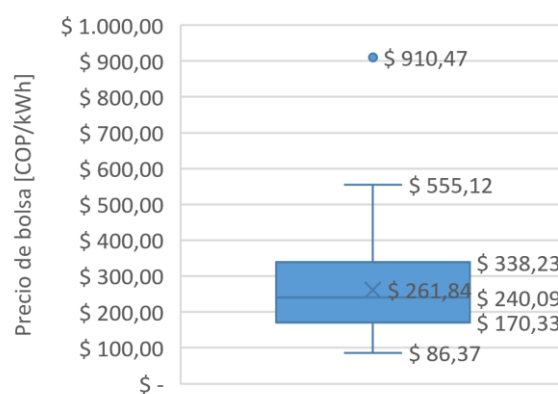


Figura 49. Comportamiento del precio de bolsa en época normal. Adaptado de ("Precio de bolsa y escasez", 2019)

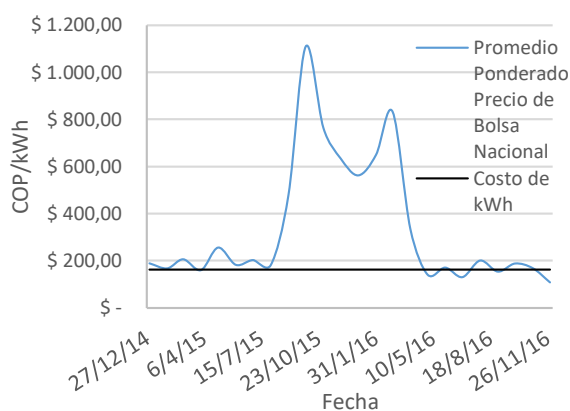


Figura 50. Precio de bolsa durante fenómeno del niño vs precio ofrecido en bolsa de en época de niño. Adaptado de ("Transacciones del Mercado Mayorista", 2019).

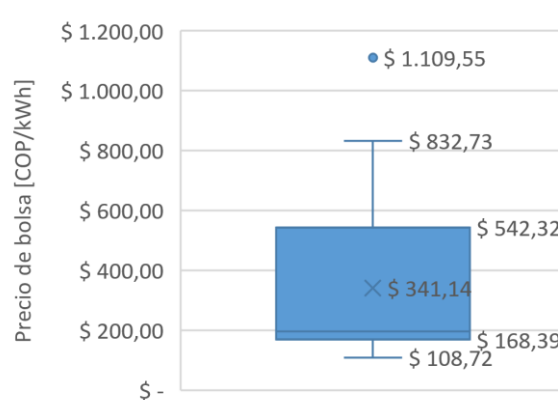


Figura 51. Comportamiento del precio de bolsa en época del niño. Adaptado de ("Transacciones del Mercado Mayorista", 2019).

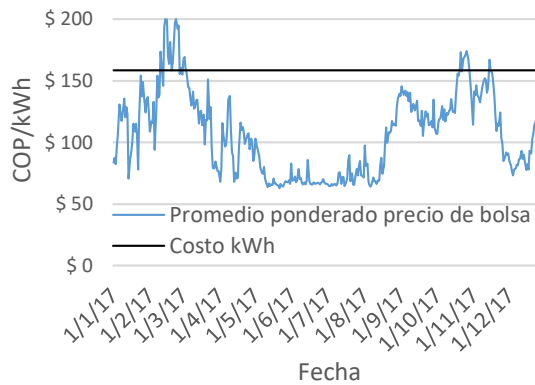


Figura 52. Precio de bolsa durante fenómeno del niño vs precio ofrecido en bolsa de en época de la niña. Adaptado de ("Transacciones del Mercado Mayorista", 2019).

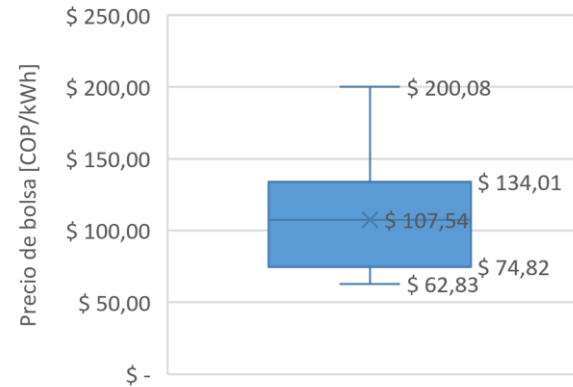


Figura 53. Comportamiento del precio de bolsa en época de la niña. Adaptado de ("Transacciones del Mercado Mayorista", 2019).

Como se logra ver en los gráficos anteriores, se logra ver como se adapta el precio del kWh ofertado a la bolsa energética colombiana, de acuerdo a lo mencionado anteriormente en el inciso de *costos de generación por gas natural*, especialmente se logra evidenciar en los gráficos de caja y bigotes, en donde se veo como el precio de bolsa aumenta de acuerdo a la época.

De estos gráficos, se compara día a día el precio de bolsa que se tuvo en el momento, con respecto al ofertado, por lo que, tomando diferentes suposiciones ya planteadas anteriormente de acuerdo a los fenómenos climáticos, se obtiene tanto la energía despachada, como las ventas aproximadas en un año de este tipo. En la siguiente tabla se muestra las ventas aproximadas por fenómeno climático.

Tabla 62. Ventas de acuerdo a la época, usando gas natural.

	EPOCA NORMAL	EPOCA DE NIÑO	EPOCA DE NIÑA
COSTO DE GENERAR 1 KWH (COP/KWH)	\$ 180,46	\$ 161,16	\$ 158,68
DÍAS DONDE COP/KWH<PRECIO DE BOLSA	266	285	26
POTENCIA DE TRABAJO (KW)	33.000	42.000	42.000
FACTOR DE CARGA	57%	79%	7%
VENTAS POR AÑO (COP)	\$ 64.960.497.360	\$ 113.261.149.026	\$ 4.619.361.600

A partir de las ventas por año, se logra observar aún más la diferencia que debido a los fenómenos climáticos. Con estos resultados, se proyecta de acuerdo a suposiciones a 20 años como serán los ingresos del proyecto.

11.6.1. Establecimiento de escenarios para proyección de proyecto

Se establecen 3 escenarios posibles a 20 años. Se presenta un escenario optimista, un escenario conservador, y un escenario pesimista, en donde la principal variable será el porcentaje de años que cada uno participará a 20 años. Se presentan estas participaciones en la siguiente tabla.

Tabla 63. Años de participación de acuerdo a los escenarios proyectados.

Años en Escenario Optimista		
Normal	Niño	Niña
10	9	1
Años en Escenario Conservador		
Normal	Niño	Niña
7	7	6
Años en Escenario Pesimista		
Normal	Niño	Niña
3	6	11

11.6.2. Ventas por escenarios

De acuerdo a los escenarios planteados, se proyectan las posibles ventas netas se realiza un estado de resultados ponderado de 20 años, en donde se evidenciará las ganancias de acuerdo al proyecto y los gastos financieros. Para esto, se obtienen tanto las ventas acumuladas, como los costos acumulados, y otros gastos e ingresos acumulados.

Tabla 64. Ventas en escenario optimista.

Ventas por año (COP)	\$	64.960.497.360	\$	113.261.149.026	\$	4.619.361.600
Ventas acumuladas (COP)	\$	649.604.973.600	\$	1.019.350.341.233	\$	4.619.361.600

Tabla 65. Ventas en escenario conservador.

Ventas por año (COP)	\$	64.960.497.360	\$	113.261.149.026	\$	4.619.361.600
Ventas acumuladas (COP)	\$	454.723.481.520	\$	792.828.043.182	\$	27.716.169.600

Tabla 66. Ventas en escenario pesimista.

Ventas por año (COP)	\$	64.960.497.360	\$	113.261.149.026	\$	4.619.361.600
Ventas acumuladas (COP)	\$	194.881.492.080	\$	679.566.894.156	\$	50.812.977.600

11.7. Estado de resultados ponderado

Se realiza un estado de resultados ponderado con el fin de poder obtener un comportamiento cercano a lo que sucederá en la vida del proyecto. En este estado de resultados, se asume unos costos operativos y administrativos del 12% de los ingresos operacionales, así como se omite otros egresos debido a desarrollo de contratos varios, imprevistos, entre otras cosas. Por último, debido al no conocimiento de la participación del patrimonio de la empresa Axia Energía S.A. se considera que el proyecto se buscara total financiación para este.

Tabla 67. Estado de resultados ponderado para escenario optimista.

Escenario Optimista	0 - 20 años
Ingresos operacionales	\$ 1.673.574.676.433
Cargo por confiabilidad	\$ 302.224.204.800
-Costo de Venta	\$ 910.498.629.393
Utilidad Bruta	\$ 1.065.300.251.841
-Costo Op. Y Adm.	\$ 200.828.961.172
Utilidad Operacional (EBITDA)	\$ 864.471.290.669
-Intereses financieros	\$ 427.454.813.600
Utilidad Neta	\$ 437.016.477.069

Tabla 68. Estado de resultados ponderado para escenario conservador.

Escenario Conservador	0 - 20 años
Ingresos operacionales	\$ 1.275.267.694.302
Cargo por confiabilidad	\$ 302.224.204.800
-Costo de Venta	\$ 692.248.568.550
Utilidad Bruta	\$ 885.243.330.551
-Costo Op. Y Adm.	\$ 153.032.123.316
Utilidad Operacional (EBITDA)	\$ 732.211.207.235
-Intereses financieros	\$ 427.454.813.600
Utilidad Neta	\$ 304.756.393.635

Tabla 69. Estado de resultados ponderado para escenario pesimista.

Escenario Pesimista	0 - 20 años
Ingresos operacionales	\$ 925.261.363.836
Cargo por confiabilidad	\$ 302.224.204.800
-Costo de Venta	\$ 472.552.527.092
Utilidad Bruta	\$ 754.933.041.543
-Costo Op. Y Adm.	\$ 111.031.363.660
Utilidad Operacional (EBITDA)	\$ 643.901.677.883
-Intereses financieros	\$ 427.454.813.600

Utilidad Neta

\$ 216.446.864.283

Con la utilidad neta como resultado, se logra prever una viabilidad del proyecto, teniendo en cuenta que este cuenta con total financiación. Al momento de aportar capital para el proyecto la empresa Axia Energía, los intereses financieros disminuirán, por lo que las utilidades serán aún mayores que las ya previstas, debido a que este es el peor escenario posible.

12. Referencias

Clima promedio en Santa Rosa, Colombia, durante todo el año - Weather Spark. (2019). Retrieved 11 September 2019, from <https://es.weatherspark.com/y/22611/Clima-promedio-en-Santa-Rosa-Colombia-durante-todo-el-a%C3%B1o>

UPME. (2017). CADENA DEL GAS LICUADO DEL PETROLEO (GLP). Bogota D.C: UPME. Retrieved from https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Cadena_GLP_2017_30032017.pdf

Electric, G. (2016). Powering the World [Ebook]. General Electric. Retrieved from https://www.ge.com/content/dam/gepower-pgdp/global/en_US/documents/product/2016-gas-power-systems-products-catalog.pdf

Badeer, G. (2018). GE Aeroderivative Gas Turbines - Design and Operating Features. Evendale: General electric. Retrieved from https://www.ge.com/content/dam/gepower-pgdp/global/en_US/documents/technical/ger/ger-3695e-ge-aero-gas-turbine-design-op-features.pdf

WLPGA. (2018). LPG for Marine Engines The Marine Alternative Fuel. WLPGA. Retrieved from <https://www.wlpga.org/wp-content/uploads/2018/02/LPG-for-Marine-Engines-2017-.pdf>

Jones, R., Goldmeer, J., & Monetti, B. (2017). Addressing Gas Turbine Fuel Flexibility. General Electric. Retrieved from https://www.ge.com/content/dam/gepower-pgdp/global/en_US/documents/technical/ger/ger-4601b-addressing-gas-turbine-fuel-flexibility-version-b.pdf

U.S. Environmental Protection Agency. (2017). Catalog of CHP Technologies. U.S. Environmental Protection Agency. Retrieved from https://www.epa.gov/sites/production/files/2015-07/documents/catalog_of_chp_technologies.pdf

Forecast International. (2010). The Market for Gas Turbine Marine Engines. Forecast International. Retrieved from https://www.forecastinternational.com/samples/F649_CompleteSample.pdf

Narayan, S. (2016). LPG and Wärtsilä's Power Generation Applications [Ebook]. Retrieved from <https://www.wlpga.org/wp-content/uploads/2016/05/3.-Narayan-Suraj-LPG-and-W%C3%A4rtsil%C3%A4s-Power-Generation-Applications.pdf>

Algas SDI. (2009). Aquavaire Horizontal Waterbath Vaporizer Models: Q1650H through Q15000H [Ebook]. Retrieved from <http://www.algas-sdi.com>

Haka, K. (2019). Active Engine Control Based on Gas Quality [Ebook]. Vaasa: NOVA University of Applied Sciences. Retrieved from https://www.theseus.fi/bitstream/handle/10024/226696/Haka_Kristian.pdf?sequence=2&isAllowed=y

BEO Información Operacional / Presiones efectivas sistema de transporte. (2019). Retrieved 21 November 2019, from <http://www.promigas.com/Es/BEO/Paginas/InformacionOperacional/PresionesEfectivasSistemaDeTransporte.aspx>

Marine Engines, W. (2019). Wärtsilä 34DF Product Guide [Ebook]. Wärtsilä. Retrieved from https://www.wartsila.com/docs/default-source/product-files/engines/df-engine/product-guide-o-e-w34df.pdf?utm_source=engines&utm_medium=dfengines&utm_term=w34df&utm_content=productguide&utm_campaign=msleadscoring

Ahnger, A. (2005). Gas Engine & CHP Plants [Ebook]. Wärtsilä.

Wärtsilä. (2018). INSTRUCTION MANUAL [Ebook]. Vaasa. Retrieved from <http://maytau.ut.edu.vn/userfiles/files/WARTSILA-SG18V34.PART1.pdf>

XM. (2019). Cargo por confiabilidad. Retrieved 25 November 2019, from <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/cargo-por-confiabilidad.aspx>

IDEAM. (2016). IMPACTO DEL FENÓMENO “EL NIÑO” 2015-2016 EN LOS NEVADOS Y ALTA MONTAÑA EN COLOMBIA. Bogota D.C.: Ideam. Retrieved from <http://www.ideam.gov.co/documents/11769/132669/Impacto+de+El+Ni%C3%B1o+en+la+alta+monta%C3%B1a+colombiana.pdf/dd41d158-0944-41d5-917e-44fdb524e8ea>

U.S. Energy Information Administration. (2016). Capital Cost Estimates for Utility Scale Electricity Generating Plants. Washington D.C.: U.S. Energy Information Administration. Retrieved from https://www.eia.gov/analysis/studies/powerplants/capitalcost/pdf/capcost_assumption.pdf

LPG prices around the world, 18-Nov-2019 | GlobalPetrolPrices.com. (2019). Retrieved 15 November 2019, from https://www.globalpetrolprices.com/lpg_prices/

Punto de Entrega Suministro - Gestor del Mercado de Gas Natural en Colombia - BEC. (2019). Retrieved 22 November 2019, from <http://movil.bmcbec.com.co/informes-transaccionales/ms-informaci%C3%B3n-suministro/punto-de-entrega-suministro/>

Precio de bolsa y escasez. (2019). Retrieved 25 November 2019, from <https://www.xm.com.co/Paginas/Mercado-de-energia/precio-de-bolsa-y-escasez.aspx>

Transacciones del Mercado Mayorista. (2019). Retrieved 10 November 2019, from <http://informesanuales.xm.com.co/2017/SitePages/operacion/7-1-Precios.aspx>

Transacciones del Mercado Mayorista. (2019). Retrieved 20 November 2019, from <http://informesanuales.xm.com.co/2015/SitePages/operacion/5-2-Precio-promedio-de-bolsa-y-contratos.aspx>

Gonzales Garzón, C., & Espinel Barrero, J. (2019). DETERMINANTES DEL PRECIO DE LA ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL MERCADO DE ENERGÍA DE COLOMBIA. Bogota D.C.: Escuela Colombiana de Ingeniería Julio Garavito. Retrieved from <https://repositorio.escuelaing.edu.co/bitstream/001/939/1/Gonz%C3%A1lez%20Garz%C3%B3n%20Cristhian%20Camilo%20-%202019.pdf>

13. Anexos

According to ASME 16.20

NPS	d1						d2					
	Class						Class					
	150 - 300	400	600	900	1500	2500	150 - 300	400	600	900	1500	2500
0,5	14,2	-	14,2	-	14,2		19,1	-	19,1	-	19,1	
0,75	20,6	-	20,6	-	20,6		25,4	-	25,4	-	25,4	
1	26,9	-	26,9	-	26,9		31,8	-	31,8	-	31,8	
1,25	38,1	-	38,1	-	33,3		47,8	-	47,8	-	39,6	
1,5	44,5	-	44,5	-	41,4		54,1	-	54,1	-	47,8	
2	55,6	-	55,6	-	52,3		69,9	-	69,9	-	58,7	
2,5	66,5	-	66,5	-	63,5		82,6	-	82,6	-	69,9	
3	81,0	-	81,0	78,7	78,7		101,6	-	101,6	95,3	92,2	
4	106,4		102,6		97,8		127,0		120,7		117,6	
5	131,8		128,3		124,5		155,7		147,6		143,0	
6	157,2		154,9		147,3		182,6		174,8		171,5	
8	215,9	205,7		196,9	196,9		233,4	225,6		222,3	215,9	
10	268,2	255,3		246,1	246,1		287,3	274,6		276,4	266,7	270,0
12	317,5	307,3		292,1	292,1		339,9	327,2		323,9	323,9	317,5
14	349,3	342,9		320,8	320,8	-	371,6	362,0		355,6	362,0	-
16	400,1	389,9		374,7	368,3	-	422,4	412,8		412,8	406,4	-
18	449,3	438,2		425,5	425,5	-	474,7	469,9		463,6	463,6	-
20	500,1	489,0		482,6	476,3	-	525,5	520,7		520,7	514,4	-
24	603,3		590,6		577,9	-		628,7			616,0	-

"-" Flanges not available according to normative

All dimensions in mm

NPS	d3		d4						
	Class		Class						
	150 - 600	900 - 2500	150	300	400	600	900	1500	2500
0,5	31,8		47,8	54,1	-	54,1	-	63,5	69,9
0,75	39,6		57,2	66,8	-	66,8	-	69,9	76,2
1	47,8		66,8	73,2	-	73,2	-	79,5	85,9
1,25	60,5		76,2	82,6	-	82,6	-	88,9	104,9
1,5	69,9		85,9	95,3	-	95,3	-	98,6	117,6
2	85,9		104,9	111,3	-	111,3	-	143,0	146,1
2,5	98,6		124	130,3	-	130,3	-	165,1	168,4
3	120,7		136,7	149,4	-	149,4	168,4	174,8	196,9
4	149,4		174,8	181,1	177,8	193,8	206,5	209,6	235,0
5	177,8		196,9	215,9	212,9	241,3	247,7	254,0	279,4
6	209,6		222,3	251,0	247,7	266,7	289,1	282,7	317,5
8	263,7	257,3	279,4	308,1	304,8	320,8	358,9	352,6	387,4
10	317,5	311,2	339,9	362,0	358,9	400,1	435,1	435,1	476,3
12	374,7	368,3	409,7	422,4	419,1	457,2	498,6	520,7	549,4
14	406,4	400,1	450,9	485,9	482,6	492,3	520,7	577,9	-
16	463,6	457,2	514,4	539,9	536,7	565,2	574,8	641,4	-
18	527,1	520,7	549,4	596,9	593,9	612,9	638,3	704,9	-
20	577,9	571,5	606,6	654,1	647,7	682,8	698,5	755,7	-
24	685,8	679,5	717,6	774,7	768,4	790,7	838,2	901,7	-

"-" Flanges not available according to normative

All dimensions in mm

According to ASME 16.20 Series A

NPS	d1					d2				
	Class					Class				
	150	300	400	600	900	150	300	400	600	900
26	654,1		660,4	647,7	660,4	673,1	685,8			
28	704,9		711,2	698,5	711,2	723,9	736,6			
30	755,7				768,4	774,7	793,8			
32	806,5		812,8			825,5	850,9			
34	857,3		863,6			876,3	901,7			
36	908,1		917,7		920,8	927,1	955,8			958,9
38	958,9	952,5			1009,7	977,9	977,9	971,6	990,6	1035,1
40	1009,7	1003,3	1000,3	1009,7	1060,5	1028,7	1022,4	1025,7	1047,8	1098,6
42	1060,5	1054,1	1051,1	1066,8	1111,3	1079,5	1073,2	1076,5	1104,9	1149,4
44	1111,3	1104,9	1104,9	1111,3	1155,7	1130,3	1130,3	1130,3	1162,1	1206,5
46	1162,1	1152,7	1168,4	1162,1	1219,2	1181,1	1178,1	1193,8	1212,9	1270,0
48	1212,9	1209,8	1206,5	1219,2	1270,0	1237,9	1235,2	1244,6	1270,0	1320,8
50	1263,7	1244,6	1257,3	1270,0	-	1282,7	1295,4	1295,4	1320,8	-
52	1314,5	1320,8	1308,1	1320,8	-	1335,5	1346,2	1346,2	1371,6	-
54	1358,9	1352,6	1352,6	1378,0	-	1384,3	1403,4	1403,3	1428,8	-
56	1409,7	1403,4	1403,4	1428,8	-	1435,1	1454,2	1454,2	1479,6	-
58	1460,5	1447,8	1454,2	1473,2	-	1485,9	1511,3	1505,0	1536,7	-
60	1511,3	1524,0	1517,7	1530,4	-	1536,7	1562,1	1568,5	1593,9	-

"-" Flanges not available according to normative

All dimensions in mm

NPS	d3					d4				
	Class					Class				
	150	300	400	600	900	150	300	400	600	900
26	704,9	736,6				774,7	835,2	831,9	886,9	882,0
28	755,7	787,4				831,9	898,7	892,3	914,4	946,2
30	806,5	844,6				882,7	952,5	946,2	971,6	1009,7
32	860,6	901,7				939,8	1006,6	1003,3	1022,4	1073,3
34	911,4	952,5				990,6	1057,4	1054,1	1073,2	1367,7
36	968,5	1006,6			1009,7	1047,8	1117,6	1117,6	1130,3	1200,2
38	1019,3	1016,0	1022,4	1041,4	1085,9	1111,3	1054,1	1073,2	1104,9	1200,2
40	1070,1	1070,1	1076,5	1098,6	1149,4	1162,1	1114,6	1127,3	1155,7	1251,0
42	1124,0	1120,9	1127,3	1155,7	1200,2	1219,2	1165,4	1178,1	1219,2	1301,8
44	1178,1	1181,1	1181,1	1212,9	1257,3	1276,4	1219,2	1231,9	1270,0	1368,6
46	1228,9	1228,9	1244,6	1263,7	1320,8	1327,2	1273,3	1289,1	1327,0	1435,1
48	1279,7	1286,0	1295,4	1320,8	1371,6	1384,3	1324,1	1346,2	1390,7	1485,9
50	1333,5	1346,2	1346,2	1371,6	-	1435,1	1378,0	1403,4	1447,8	-
52	1384,3	1397,0	1397,0	1422,4	-	1492,3	1428,8	1454,2	1498,6	-
54	1435,1	1454,2	1454,2	1479,6	-	1549,4	1492,3	1517,7	1555,8	-
56	1485,9	1505,0	1505,0	1530,4	-	1606,6	1543,1	1568,5	1612,9	-
58	1536,7	1562,1	1555,8	1587,5	-	1663,7	1593,9	1619,3	1663,7	-
60	1587,5	1612,9	1619,3	1644,7	-	1714,5	1644,7	1682,8	1733,6	-

"-" Flanges not available according to normative

All dimensions in mm